

RAPPORT

REGULERING AV TARIFFER OG VILKÅR FOR TREDJEPARTSADGANG I DISTRIBUTJONS- SYSTEMER FOR NATURGASS



MENON-PUBLIKASJON NR. 167/2022

Av Erika Karttinen, Kristoffer Midttømme, Odin Dager Moe, Even Winje og Piotr Śpiewanowski



Forord

På vegne av RME har Menon og AFRY vurdert hvordan det er mest hensiktsmessig å innrette reguleringsmodellen knyttet til tredjepartsadgang til infrastruktur for distribusjon av naturgass i Norge.

Even Winje fra Menon har vært ansvarlig partner og ledet prosjektet. Piotr Śpiewanowski (Menon), Odin Dager Moe (Menon), Erika Karttinen (Menon) og Lucy Field (AFRY) har vært prosjektmedarbeidere. Kvalitetsikrere har vært Kristoffer Midttømme (Menon), Stian B. Hackett (AFRY) og Kathrine S. Bakke (AFRY).

Vi vil takke RME for et spennende oppdrag.

Desember 2022

Even Winje
Prosjektleder
Menon Economics

Innhold

SAMMENDRAG	3
1 INTRODUKSJON OG BAKGRUNN	8
1.1 Metodisk rammeverk	8
1.2 Leserveiledning	9
2 RMES FORSLAG TIL REGULERING AV GASNORS DISTRIBUSJON AV NATURGASS	10
2.1 Gasnor	10
2.2 Regulering av gassdistribusjon – lovverk og modell under utarbeidelse	10
2.3 Vurdering av styrker og svakheter	12
3 REGULERINGSMODELLER	15
3.1 Overordnet om tilgangsregulering i markeder med vertikale bindinger	15
3.2 Modeller for tilgangsregulering	17
3.3 Håndtering av mer- og mindreakstning	20
3.4 Reguleringsmodeller ved tilgangsregulering av gassmarkedet i EØS	21
3.5 Eksempel på reguleringsmodeller	22
3.6 Anbefaling: Inntektsbegrensning	25
4 KOSTNADSGRUNNLAG	27
4.1 Kostnadskategorier og kostnadsdrivere	28
4.2 Gasnors kostnadsgrunnlag	29
4.3 Gasnor sammenlignet med DSOer i Sverige og Finland	30
4.4 Oppsummering og anbefalinger	37
5 AVKASTNINGSKRAV	39
5.1 Teoretisk grunnlag	40
5.2 Beregning av avkastningskrav i det norske strømmettet	42
5.3 RME og Gasnors forslag til avkastningskrav for norske gassdistributører	43
5.4 Avkastningskrav for gass- og strømdistributører i EØS	45
5.5 Kvalitativ analyse av risiko	53
5.6 Vurdering av avkastningskrav for norske gassdistributører – oppsummering og anbefaling	57
6 TARIFFSTRUKTUR	64
6.1 Prinsipper for tariffstruktur	64
6.2 Tariffstruktur i EØS	65
6.3 Hvem som skal tarifferes	67
6.4 Tariffering i Sverige og Finland og det norske strømmarkedet	68
6.5 Anbefaling for tariffstruktur	69
7 OPPSUMMERING OG ANBEFALINGER	71
REFERANSELISTE	75
VEDLEGG 1 – TABELLER OG FIGURER	77
Reguleringsmodeller ved tilgangsregulering av gassmarkedet i EØS	77
VEDLEGG 2	78
Land som inngår i kartleggingen av avkastningskrav	78

Sammendrag

I studien har vi vurdert hvordan det er mest hensiktsmessig å innrette reguleringsmodellen knyttet til tredjepartsadgang til infrastruktur for distribusjon av naturgass i Norge. Analysen tar utgangspunkt i dagens praksis og reguleringsmodellen som er under utarbeidelse. Formålet er å komme med innspill til mulige forbedringer for å sikre at:

- Naturgassvirksomheten foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte
- Det er reell konkurranse gjennom tredjepartsadgang for naturgassforetak
- Tariffen som etableres er saklig, objektiv og ikke-diskriminerende

Det er per i dag kun Gasnor AS som omfattes av kravet om å gi tredjepartsadgang til distribusjonsnett. For Lyse ble det gjort tilpasninger slik at de per i dag ikke er underlagt kravet om regulering¹. Selv om hovedfokuset for forslag til reguleringsmodell har ligget på regulering av Gasnor, har vi i studien forsøkt å hensynta at det i fremtiden også kan bli aktuelt å regulere distribusjonsnettverket til Lyse.

Dagens forslag til tariff virker god, men har forbedringspotensial

Vår gjennomgang av dagens forslag til tariff viser at RMEs forslag er i tråd med målsetningen om å sikre en rasjonell utvikling av naturgassvirksomheten. I henhold til naturgassforskriften er det Gasnor selv som foreslår tariffmodell, tariffstruktur og prisnivå. Med hensyn til opprettholdelse av dagens infrastruktur og anvendelse av denne, vurderer vi en slik *tilnærming* som fordelaktig. Konkurranse fra alternative energitilførsler øker nytten av en myk regulering fordi det gjør det mulig for distributøren å ta hensyn til ulike betalingsvillighet blant kunder og sikre at man ikke setter prisen for høyt. En streng regulering vil gi risiko for at kunder kobler seg av, og krever høy presisjon fra regulators side, som i mindre grad har innblikk i aktørenes betalingsvillighet. Dette er styrker vi vil bygge videre på i vårt forslag. Samtidig vil vi påpeke at en rasjonell utvikling av gassinfrastrukturen tilsier at virksomhetene oppnår en produktivitetsvekst som er sammenlignbar med andre deler av økonomien. Forslaget som foreligger, har ingen eksplisitte mekanismer for å sikre effektivisering. Hvorvidt det er hensiktsmessig å inkorporere dette blir derfor en viktig vurdering i analysen.

Selve tariffstrukturen er i RMEs forslag til vedtak basert på totale kostnader fordelt på totalt volum gass levert i nettet. En slik tariff er klart både saklig og objektiv. Ikke-diskriminerings-prinsippet er derimot mer komplekst å vurdere, og vil i stor grad avhenge av hva som er de viktigste kostnadsdriverne for distribusjonsvirksomheten. Tariffutforming ble også trukket frem med hensyn til konkurransesituasjonen i detaljistmarkedet i de intervjuer vi har gjennomført, men synet på funksjonaliteten på den foreslåtte strukturen varierte stort. Enkelte intervjuobjekter peker på at reell konkurranse kun kan utvikles når distribusjonspriser reflekterer reelle kostnader for gassdistributøren, og peker på at fordelingsnøkkelen ikke sikrer dette. Sistnevnte henger tett sammen med at distributøren også opererer som detaljist i markedet. Andre aktører peker derimot på at størrelsen på det norske gassmarkedet, og mangel på store kunder bortsett fra Hydro Aluminium, er det viktigste hinderet for utvikling av konkurranse i gassmarkedet, ikke reguleringen. Sistnevnte kan i liten grad påvirkes av reguleringen. En vurdering av kostnadsdrivere står imidlertid sentralt i de videre analysene. Intervjuobjektene hadde ellers ingen særlige innvendinger mot vilkårene for tredjepartsadgang.

Et annet viktig element av reguleringen er hvordan balanseringsansvaret skal fordeles. Med balansering menes å sørge for at det er balanse mellom hvor mye gass som mates inn i nettet, og hvor mye gass som hentes ut fra

¹ Se naturgassforskrift §5-1

nettet. I intervjuene har vi identifisert en bred konsensus i favør av at dagens ordning er hensiktsmessig. Ifølge intervjuobjektene er det mest naturlig og effektivt at det er DSOene som har teknisk ansvar for balansering i et nett som ikke er koblet til et transmisjonsnett. Intervjuobjektene peker også på at det er viktig at balanseringsansvaret er begrenset til teknisk ansvar, mens økonomisk ansvar blir fordelt mellom tredjeparts-aktør og gassgrossist (shipper). Med bakgrunn i denne tilbakemeldingen har vi ikke vurdert eventuelle endringer i balanseringsansvaret i denne analysen.

En innteksregulering har kvaliteter som gjør at den er å foretrekke

For å utforme en tilgangsregulering, er det hensiktsmessig å starte med å vurdere hvilken reguleringsmodell som skal legges til grunn. Dette valget vil sette rammen for hvilke parametere man trenger å definere for å implementere reguleringen. Vi anbefaler at en regulering av distribusjonsmarkedet for gass skal baseres på en inntektsbegrensning. Inntektsbegrensning er den vanligste reguleringsmodellen for gasdistributører i EØS i dag. Videre brukes inntektsbegrensning som reguleringsmodell i både det finske og det svenske gassmarkedet, og i tillegg også innenfor det norske strømmarkedet. Ved å bruke en veletablert modell, reduseres de administrative kostnadene, samtidig som funksjonaliteten kan benchmarkes mot andre nordiske DSOer. Tilsyn er også enklere å gjennomføre om man «kun» skal etterprøve den samlede inntektsbasen kontra hver enkeltkundes prising. En inntektsbegrensning gir videre større frihet for den regulerte aktøren til å selv sette prisene, innenfor de rammene som inntektsbegrensningen legger. Dette betyr at den regulerte aktøren kan tilpasse sin prissetting avhengig av kundenes betalingsvillighet, noe som kan bidra til å sikre effektiv utnyttelse av rørnettet. Med et pristak reduseres denne muligheten. Til sist vil vi også påpeke at en inntektsbegrensning etter vår vurdering gir mer fleksibilitet i forhold til hvilke kostnadskomponenter som vektlegges i tariffgrunnlaget, noe som kan være viktig for å sikre at reguleringen er ikke-diskriminerende.

Videre anbefaler vi at den tillatte inntekten fastsettes basert på at den regulerte aktøren skal få dekket sine distribusjonskostnader inkludert avskrivninger, og en rimelig avkastning på investert kapital. Vi anbefaler også å inkludere mekanismer for å håndtere mer- og mindreaktning med hovedmålsetningen at volumvariasjon utjevnes mellom reguleringsperioder. Vi anbefaler imidlertid at distributøren kun kan justere for eventuell mindreinntekt i den påfølgende reguleringsperioden. På denne måten forhindres distributøren i å «samle opp» flere perioder med mindreinntekt. Når det gjelder merinntekt anbefaler vi at det ikke settes noen spesifikke krav til over hvor lang periode distributøren må kompensere sluttbruker for tidligere merinntekt.

Et høyt og variabelt kostnadsnivå peker på et behov for effektivitetsinsentiver og at tariffgrunnlaget baseres på gjennomsnittlige kostnader over tid

Kostnadsgrunnlaget er helt sentralt for å sikre rasjonell utvikling av infrastrukturvirksomheter som er regulert via en inntektsbegrensning. Kostnadsgrunnlaget påvirker hvilke priser sluttbrukerne må betale for distribusjon av naturgass, men også konkurransesituasjonen med tredjepartsaktører. Settes kostnadsgrunnlaget for høyt, vil man kunne komme i en situasjon som gjør det ulønnsomt for sluttbrukere å etablere seg i markedet, selv om de i utgangspunktet har tilstrekkelig betalingsvillighet. Hvis kostnadsgrunnlaget overstiger faktiske kostnader, blir det også utfordrende for tredjepartsaktører å tre inn i markedet om DSO er både distributør og detaljist. Sistnevnte følger av at detaljisten selv velger hvilken pris de selger gassen for.

Vår analyse viser at Gasnor har et relativt høyt kostnadsnivå sammenlignet med svenske og finske DSOer. Vi mener at disse er de mest sammenlignbare aktørene i Europa per i dag. Det er spesielt med hensyn til kostnader per rørlengde og uttakspunkt at Gasnor skiller seg ut. Rørlengde trekkes frem som den viktigste driveren av distribusjonskostnader både i faglitteratur (CEER, 2018; Schoots, Rivera-Tinoco, Verbong, & Van der Zwaan, 2011; Parker, 2004) og i intervjuer vi har gjennomført. Med hensyn til levert energi finner vi at Gasnor ligger om lag på nivå med de DSOene vi har sammenlignet med. Gasnors kostnader per enhet energi levert påvirkes

imidlertid i stor grad av at Hydros etterspørsel bidrar til høyt volum per kilometer rør, sammenlignet med de øvrige nordiske DSOene. Det er særlig Gasnors driftskostnader som virker spesielt høye. Vi har ikke hatt mulighet til å vurdere driftskostnadene i detalj, men våre analyser indikerer at det er et potensial for økt effektivitet i driften av distribusjonsvirksomheten.

Vi anbefaler å inkludere et effektiviseringskrav i reguleringsmodellen, slik man blant annet gjør i Sverige. Videre viser vår analyse av Gasnors regnskapsdata for 2021 og 2022 (budsjett) at det er stor variasjon i kostnadene fra år til år. Derfor anbefaler vi å basere kostnadsgrunnlaget på gjennomsnittlige historiske kostnader de siste fire til fem årene før reguleringsperioden, i stedet for bare ett år slik som foreslått av RME og Gasnor i dag. En slik periodisering er lang nok til å gi insentiver for effektivisering, men kort nok for tilpasninger til strukturelle og teknologiske endringer i næringen.

Vi foreslår et avkastningskrav som er noe høyere enn avkastningskravet for nettselskaper

Å fastsette et rimelig avkastningskrav i reguleringsmodellen er viktig for å gi riktige insentiver til investering i gassdistribusjonsinfrastruktur. I tillegg er avkastningskravet avgjørende for å sikre at brukerne av gassnettverket ikke betaler uforholdsmessig mye for bruk av nettverket, ettersom et høyt avkastningskrav vil gi en høyere tariff. Våre analyser peker mot at avkastningskravet for norske gassdistributører bør fastsettes til mellom 8,94 og 9,43 prosent, med utgangspunkt i at man kun endrer de gassspesifikke parameterne i WACC-modellen.² Dette forslaget forutsetter med andre ord at man benytter samme risikofrie renter som i reguleringen av norske nettselskaper. Årsaken til at vi har valgt å anbefale et intervall for avkastningskrav fremfor et konkret estimat skyldes at det er svært vanskelig å kvantifisere konkrete verdier for egenkapitalbeta og kredittpremie. Vi har også anbefalt et intervall for avkastningskrav dersom man åpner for å justere de risikofrie rentene. En slik endring fordrer imidlertid at man også gjør det samme i reguleringen av nettselskapene. Åpner man for å gjøre dette, anbefaler vi at avkastningskravet fastsettes et sted mellom 7,32 og 8,7 prosent. Hvor i de foreslåtte intervallene man ønsker å legge seg avhenger av hvorvidt RME vurderer at det er størst nedsiderisiko ved å insentivere til under- eller overinvesteringer i gassdistribusjonen. Vår øvrige gjennomgang peker mot at risikoen ved feilinvesteringer ved et for høyt avkastningskrav er mindre enn risiko for underinvesteringer med et for lavt avkastningskrav. Dette skyldes at tredjepartskonkurransen og tilgang til alternative energikilder vil begrense «oppsiden» så lenge den øvrige reguleringen ikke skaper nye skjevheter.

Våre anbefalinger er basert på en bred kartlegging av avkastningskravet til nettselskap og gassdistributører i Europa, og hvordan risikoprofilen for slik infrastruktur skiller seg fra risikoprofilen for norsk gassinfrastruktur. I tillegg har vi sammenlignet med reguleringen av norske nettselskaper. Vi finner at risikoprofilen er høyere for norske gassdistributører sammenlignet med både norske nettselskaper, og europeiske gass- og strømdistributører. Dette gir utslag i både høyere egenkapitalbeta og kredittpremie for norske gassdistributører, sammenlignet med norske nettselskaper og andre europeiske gassdistributører. Vårt forslag er imidlertid likere avkastningskravene i gassreguleringene i Finland og Sverige, som er de landene der gassmarkedet ligner mest på det norske. Basert på analysene vi har gjennomført mener vi at det også er grunnlag for å justere ned enkelte av parameterne i avkastningskravet som ikke er avhengig av risikoprofilen i investeringen. Denne problemstillingen må imidlertid vurderes i et helhetlig perspektiv som også hensyntar norske nettselskaper. Det er i denne sammenheng viktig å presisere at det er metoden bak forslaget, og ikke nødvendigvis de spesifikke størrelsene i seg selv, som bør være hovedfokuset når man sammenligner våre anslag med det som er foreslått av Gasnor og RME. Dette henger sammen med at flere av de finansielle parametrene vil variere over tid. I det faktiske vedtaket anbefaler vi derfor at RME selv oppdaterer med de nyeste anslagene for de størrelsene som varierer med utviklingen i

² Dette er forslag til avkastningskrav for 2023.

finansmarkedene. Ettersom de finansielle parametere i WACC-modellen vil variere over tid, anbefaler vi også at man jevnlig oppdaterer disse, for å sikre forutsigbare rammer for både sluttbrukere, grossister og detaljister. Vi ser her ingen grunn til å avvike fra praksisen som foreligger i reguleringen av norske nettselskap. Dette innebærer at følgende parametere justeres jevnlig gjennom reguleringsperioden:

- Inflasjon
- Risikofri rente til gjeldskostnaden (swaprente eller 3M NIBOR).
- Bransjespesifikk kredittpremie

De øvrige parametrene anbefaler vi at oppdateres før hver reguleringsperiode.

Dagens ordning, hvor distributøren har stor frihet med hensyn til tariffutforming, bør videreføres, men vi anbefaler å inkludere et distanseledd for å sikre at tariffene er mer kostnadsreflekterende.

Vi anbefaler å beholde tilnærmingen knyttet til at gassdistributøren selv skal kunne beslutte tariffstrukturen, gitt de overordnede inntektsbegrensningene satt av reguleringsmodellen. Konkurransen fra alternative energitilførsler øker nytten av en myk regulering fordi det gjør det mulig for distributøren å ta hensyn til ulik betalingsvillighet og sikre at man ikke setter prisen for høyt. Selv om vi argumenterer for at en slik innretning gir minst regulatorisk risiko med hensyn til en rasjonell utvikling av nettvirksomhetene, ser vi at et distanseledd hadde gjort tariffene mer kostnadsreflekterende. Et distanseledd vil styrke reguleringen med hensyn til at den skal være ikke-diskriminerende og transparent, samt at det kan bidra til økt konkurranse i detaljistmarkedet. Distansen kunne i denne sammenheng blitt inkludert enten basert på effektdistans eller merdistans, og kunne inngått som en del av fastleddet slik som det er med effekt innenfor strømmarkedet. Merdistans kan likevel være administrativt mer krevende og mindre transparent for sluttbrukeren. Hvorvidt man skal innføre et gulv/tak med hensyn til distanseparameteren, har vi ikke vurdert eksplisitt. En slik vurdering vil avhenge av hvordan man vektlegger kostnaden ved å begrense frihetsgrader opp mot de potensielle gevinstene knyttet til kostnadsrefleksjon av tariffene og konkurransesituasjonen. En slik innretning kan også innebære at man må endre dagens forskrift som, slik vi tolker det, gir distributør full frihet i tariffutformingen. For å sikre at tariffene er tydelige og transparente, er det imidlertid viktig å opprettholde dagens krav om publisering og at alle kunder kan få tilgang til eget beregningsgrunnlag ved forespørsel.

I tabellen under oppsummerer vi anbefalingene fra de tematiske analysene vi har redegjort for over. Totaliteten av disse anbefalingene mener vi bør danne grunnlaget for RMEs videre reguleringsarbeid.

Tabell A: Anbefalinger for fremtidig reguleringsregime for gassdistribusjon i Norge

Parameter	Forslag
Reguleringsmodell	<ul style="list-style-type: none"> • Inntektsbegrensning med effektivitetskrav. • Mer- og mindreinntekt som hensyntar volumrisiko: <ul style="list-style-type: none"> ○ Mer- og mindreinntekt beregnes per reguleringsperiode, ikke innad i reguleringsperioden. ○ Distributørene kan kun justere for mindreinntekt i påfølgende reguleringsperiode. ○ Det legges ingen føringer på når distributøren må kompensere sluttbruker for merinntekt. Det anbefales derimot at «skyldig merinntekt» forrentes med avkastningskravet.
Grunnlag for inntektsbegrensning	<ul style="list-style-type: none"> • Tillatt inntekt skal dekke distribusjonskostnader (inkludert avskrivninger) pluss en rimelig avkastning på investert kapital.

	<ul style="list-style-type: none"> ○ Distribusjonskostnader beregnes som et gjennomsnitt av historiske bokførte kostnader (siste 4-5 år), justert for forventet inflasjon og et effektiviseringskrav på 1% årlig. • Vi anbefaler å bruke en reguleringsperiode på 4-5 år.
Avkastningskrav	<ul style="list-style-type: none"> • Anbefalt intervall for avkastningskrav: 8,94% - 9,43%. <ul style="list-style-type: none"> ○ Dersom man åpner for å endre estimatene på risikofri rente både i reguleringen av gassdistribusjon og nettselskaper, anbefaler vi at dette intervallet for gassdistribusjon nedjusteres til [7,32 – 8,7%]. • Vi anbefaler at oppdatering av parameterne i avkastningskravet følger praksisen i reguleringen av norske nettselskap.
Kapitalbase	<ul style="list-style-type: none"> • Kapitalbasen verdsettes slik som i dag.
Avskrivningstid	<ul style="list-style-type: none"> • Økonomisk levetid bør legges til grunn. Gasnors foreslåtte levetid på 50 år er i tråd med gjeldene praksis på kontinent.
Tariffstruktur	<ul style="list-style-type: none"> • Tariffen fastsettes av systemoperatøren. Systemoperatøren må derimot etablere en formel som viser tariffstrukturen for alle deres kunder. • Det bør vurderes å innføre krav til at formelen skal inneholde et fastledd/distanseledd for å reflektere at systemoperatørens kostnader primært er drevet av rørlengde.
Balanseringsansvar	<ul style="list-style-type: none"> • Beholde formuleringen som foreligger i RMEs forslag til tariff om balansering av systemet.

1 Introduksjon og bakgrunn

I dag er det relativt få rørnettverk for distribusjon av naturgass i Norge. De to største ligger på Haugalandet og i området Jæren og Ryfylke. Førstnevnte eies og drives av Lyse Neo AS, mens Gasnor er DSO for nettet på Haugalandet. Begge distribusjonsnettverk er relativt små i europeisk sammenheng, både målt etter antall kunder og lengde på rørnettverket. Også kundesammensetningen til de to distributørene skiller seg fra andre europeiske aktører ved at de har en svært stor andel næringskunder.

Reguleringen av gassdistribusjon er nedfelt i lov om felles regler for det indre marked for naturgass (naturgassloven) og forskrift til lov om felles regler for det indre marked for naturgass (naturgassforskriften). Reguleringsmyndigheten for energi (RME) er reguleringsmyndighet for innenlands gassdistribusjon. Frem til tredje energimarkedspakke ble tatt inn i norsk lovverk medførte dette svært begrensede oppgaver. Siden det norske markedet hadde status som marked under oppbygging etter andre energimarkedspakke, kvalifiserte de norske gassrørnettene for et unntak fra kravet om tredjepartsadgang etter det aktuelle direktivet. Stortinget vedtok imidlertid våren 2018 en rekke endringer i naturgassloven for å gjennomføre det tredje gassmarkedsdirektivet. Disse endringene innebar blant annet at RME fikk oppgaver knyttet til godkjenning av vilkår for tredjepartsadgang og tariffer.

Den overordnede målsetningen er at naturgassvirksomhet foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte. Det skal tas hensyn til allmenne og private interesser som blir berørt (naturgassloven §2). Forskriften stadfester videre at Reguleringsmyndigheten i enkeltvedtak skal fastsette eller godkjenne vilkår for adgang til systemet, vilkår om balansering av systemet og tariffer eller metoder for tariffer³. Videre stilles det krav til at vilkårene, tariffene og metodene skal være saklige, objektive og ikke-diskriminerende.

Formålet med denne studien er å komme med et forslag til reguleringsmodell for tredjepartsadgang til infrastruktur for distribusjon av naturgass i Norge. Forslaget skal bidra til at naturgassvirksomhet foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte, og skal videre legge til rette for reell konkurranse gjennom tredjepartsadgang for naturgassforetak. Det er per i dag kun Gasnor AS som omfattes av kravet om å gi tredjepartsadgang til distribusjonsnettet. For Lyse ble det gjort tilpasninger slik at de per i dag ikke er underlagt kravet om regulering⁴. Selv om hovedfokuset for forslag til reguleringsmodell har ligget på regulering av Gasnor, har vi i studien hensyntatt at det i fremtiden kan bli aktuelt å regulere også distribusjonsnettverket til Lyse.

1.1 Metodisk rammeverk

Vi har fokusert analysen vår på fire nøkkelementer – reguleringsmodell, kostnadsgrunnlag, avkastningskrav og tariffstruktur. For alle disse elementene har vi kartlagt dagens praksis i EØS-land og i andre regulerte markeder, herunder den norske nettreguleringen, og vurdert praksisen opp mot det reguleringen som er under utarbeidelse for gassdistribusjon. Vår metodiske tilnærming tar utgangspunkt i et triangulert rammeverk. Vi har vurdert de ulike problemstillingene med utgangspunkt i et bredt spekter av analytiske metoder som spenner fra intervjuer og gjennomgang av økonomisk litteratur til kvantitativ analyse av regnskapsdata og parametere brukt i reguleringsmodellene vi har kartlagt. Vi har også testet våre hypoteser og supplert våre anbefalinger gjennom totalt åtte intervjuer med ulike aktører. Vi har intervjuet tre norske markedsaktører, én svensk markedsaktør, reguleringsmyndighetene i Sverige og Finland, samt to norske naturgasskunder av ulik størrelsesorden. I

³ Se naturgassforskrift § 5-1, § 6-2, og § 7-2

⁴ Se naturgassforskrift §5-1

intervjuene har vi også kartlagt hvordan markedsaktørene vurderer at dagens vilkår for tredjepartstilgang bidrar til en samfunnsøkonomisk rasjonell utvikling, reell konkurranse og hvorvidt ordningen for fordeling av balansetjenester er hensiktsmessig.

1.2 Leserveiledning

Rapporten er bygget opp som følger. I kapittel 2 presenterer vi reguleringsmodellen som er under utarbeidelse knyttet gassvirksomhet i Norge og hvordan markedsaktørene vurderer funksjonaliteten med utgangspunkt i eksisterende praksis og forslaget til vedtak slik det foreligger. Vi starter vår analyse av reguleringsmodeller i kapittel 3 med en teoretisk gjennomgang av relevante reguleringsmodeller, samt deres styrker og svakheter. I kapitlet redegjør vi for hvilke reguleringsmodeller som dominerer i Europa og hvordan reguleringsmodeller i Sverige og Finland og på det norske strømmarkedet er bygget opp. Gjennomgangen lar oss komme med klare anbefalinger med hensyn til tariffingsmodell for norsk gassdistribusjon. I kapittel 4 presenterer vi en databasert analyse av Gasnors kostnadsgrunnlag. Kostnadsgrunnlaget er spesielt viktig i regulering av monopolvirksomhet ettersom det i stor grad er avgjørende for prisene sluttbruker står overfor, konkurransesituasjonen, samt at det har implikasjoner for utforming av tariffstrukturen. Deretter, i kapittel 5, analyserer vi forutsetninger knyttet til avkastningskravet, den andre hovedparameteren i en kostnadsbasert tariffmodell. Analysen er både prinsipiell, basert på økonomisk teori, og datadrevet hvor vi sammenligner alle parameterne med praksis i andre land. I kapittel 6 redegjør vi for «beste praksis» med hensyn til tariffstruktur med utgangspunkt i land med mer etablerte gassmarkeder enn Norge og faglitteraturen. Denne gjennomgangen blir så vurdert i lys av funnene i de øvrige analysene og danner grunnlaget for vårt forslag for tariffutformingen, med utgangspunkt i at den skal være «saklig, objektiv og ikke-diskriminerende», samt underbygge de overordnede målsetningene i og naturgassloven og tilhørende forskrift. I kapittel 7 sammenstiller vi anbefalingene våre om regulering av distribusjonssystemer for naturgass, herunder tariffer og vilkår for tredjepartsadgang.

2 RMEs forslag til regulering av Gasnors distribusjon av naturgass

Det er to områder i Norge med distribusjonsnett for gass som vil komme til å omfattes av naturgassloven og forskriften om tredjepartsadgang. Det ene ligger i området Jæren og Ryfylke (Lyse Neo AS, som har tidsbestemt unntak fra vesentlige deler av reguleringen) og det andre på Haugalandet (Gasnor AS). Begge er knyttet til Kårstø, som er en av fem ilandføringsterminaler for gass i Norge. Per i dag er det kun Gasnor AS som omfattes av kravet om å gi tredjepartsadgang til distribusjonsnettet. Derfor fokuserer vi også vår redegjørelse av dagens regulering under utarbeidelse på distribusjonen tilknyttet Gasnors virksomhet. Vi baserer vår analyse på naturgassloven, naturgassforskriften og «Varsel om fastsetting av tariffen for tredjepartsadgang til distribusjonsnettet etter naturgassforskriften § 3-1 første ledd» som ble publisert av RME i juni 2022, men som altså ikke er vedtatt per november 2022.

2.1 Gasnor

Gasnor har i dag et rørrnettverk på omtrent 120 kilometer. Rørrettet strekker seg fra Kårstø og videre utover på Haugalandet. Nettverket ble bygget i 1994 i den hensikt å levere gass til Hydro Aluminiums fabrikk på Karmøy. I dag distribueres det årlig rundt 330 GWh gass til omtrent 190 næringskunder og 800 husholdningskunder gjennom nettet. Næringskundene står for omtrent 98 prosent av uttaket av gass, hvorav Hydro alene står for en betydelig andel.

Rørrettet er koblet til ilandføringssentralen på Kårstø. I tillegg til at Gasnor distribuerer gass fra Kårstø til ovennevnte kunder, produserer selskapet LNG-gass ved et produksjonsanlegg på Kårstø som de selv eier. Av Gasnors totale uttak på Kårstø går omtrent halvparten til LNG-produksjon, mens den resterende halvparten føres ut på distribusjonsnettet. Et biprodukt av LNG-produksjonen er restgass, som også blir matet inn i distribusjonsnettet. Denne restgassen står for omtrent 15 prosent av den totale gasstilførselen i nettet.

2.2 Regulering av gassdistribusjon – lovverk og modell under utarbeidelse

Regulering av gassdistribusjon er nedfelt i lov om felles regler for det indre marked for naturgass (naturgassloven) og forskrift til lov om felles regler for det indre marked for naturgass (naturgassforskriften). RMEs rolle som reguleringsmyndighet er gitt i forskrift om netregulering og energimarkedet (NEM).

Ifølge forskriften skal tariffen fastsettes med utgangspunkt i at man skal «sikre at naturgassvirksomhet foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte».⁵ I tillegg skal tariffen utformes med utgangspunkt i at den skal være «saklig, objektiv og ikke-diskriminerende».⁶ Dette skal blant annet sørge for at det opprettholdes reell konkurranse i distribusjonsnettverket. Med hensyn til adgang til systemet slår naturgassforskriften fast følgende (§ 3-1 første til tredje ledd):

- Reguleringsmyndigheten skal i enkeltvedtak fastsette eller godkjenne vilkår for adgang til systemet etter § 3-1, hvor vilkår for adgang til systemet etter § 5-1, vilkår om balansering av systemet etter § 6-2 og tariffen eller metoder for tariffen etter §§ 7-1 og 7-2. Vilkårene, tariffene og metodene skal være saklige, objektive og ikke-diskriminerende.

⁵ Naturgassforskriften § 1-1.

⁶ Naturgassforskriften § 3-1 første ledd.

- Systemoperatøren skal utarbeide et begrunnet forslag til vilkår, tariffer eller metoder for tariffer som nevnt i første ledd og gi berørte parter mulighet til å uttale seg. Systemoperatøren skal sende forslaget, uttalelsene og vurderingen sin av uttalelsene til reguleringsmyndigheten senest 6 måneder før vilkår og tariffer gjøres gjeldende. Systemoperatøren skal gi reguleringsmyndigheten tilstrekkelige opplysninger til å vurdere om forslaget oppfyller forskriftens krav, jf. tredje ledd.
- Dersom systemoperatørens forslag oppfyller kravene etter § 3-1 første ledd og § 5-1, 6-2, 7-1 og 7-2, skal reguleringsmyndigheten ved enkeltvedtak godkjenne vilkår, tariffer eller metoder for tariffer senest en måned før de gjøres gjeldende. Vedtaket skal publiseres på reguleringsmyndighetens og systemoperatørens hjemmeside. Dersom reguleringsmyndigheten har godkjent eller fastsatt metoder for tariffer, skal systemoperatøren også publisere tariffene på sin hjemmeside.

Naturgassforskriften setter også krav til selve beregningsgrunnlaget med fokus på at det «skal omfatte relevante fremtidige kostnader til drift, vedlikehold og investeringer for distribusjon, samt en rimelig avkastning på investert kapital gitt effektiv drift, utnyttelse og utvikling av slik infrastruktur» samt at «reguleringsmyndigheten (red. skal) ta hensyn til urimelig høy avkastning i foregående tariffperioder (meravkastning). Reguleringsmyndigheten kan ta hensyn til urimelig lav avkastning i foregående tariffperioder (mindreavkastning)». Et annet viktig element i varsel om regulering er at balanseringskostnader inngår som en del av driftskostnadene som er lagt til grunn. Dette er kostnader Gasnor har i forbindelse med balanseringsansvaret de er pålagt gjennom Naturgassforskriften.

Med utgangspunkt i naturgassforskriften har Gasnor foreslått en tariff hvor sum budsjetterte kostnader for 2022, inkludert kapitalkostnad (årlige avskrivninger og kapitalavkastning), fordeles på budsjettert volum. Deres forslag til tariffmodell tilfredsstiller etter RMEs syn kravene som stilles i lovverket. Tariffen RME har foreslått å vedta baserer seg derfor også på dette kostnadsgrunnlaget og prises via en volumbasert tariff. Tariffen ble publisert av RME i juni 2022 i «Varsel om fastsetting av tariffer for tredjepartsadgang til distribusjonsnettet etter naturgassforskriften § 3-1 første ledd». Ordningen er ikke vedtatt per november 2022. Tariffen i varselet er fastsatt etter følgende formel:

$$\text{Tariff for tredjepartsadgang} = \frac{\text{Driftskostnader} + \text{avskrivninger} + \text{avkastningsgrunnlag} * \text{avkastningskrav}}{\text{Budsjettert volum}}$$

Størrelsen på de ulike elementene i formelen er fastsatt med utgangspunkt i innspill fra Gasnor. Med unntak av avkastningskravet har RME lagt til grunn nøyaktig de størrelsene Gasnor foreslo.⁷ Størrelsen, og fordelingen av disse kostnadene, kommer vi tilbake til i mer detalj i kapittel 4 hvor vi analyserer kostnadsgrunnlaget knyttet til gassdistribusjonen relativt til andre sammenlignbare europeiske DSOer. Det samme gjelder avkastningskravet som er fokus i kapittel 5.

Av naturgassforskriften fremkommer det at «[v]ed godkjenningen eller fastsettelsen skal reguleringsmyndigheten ta hensyn til urimelig høy avkastning i foregående tariffperioder (meravkastning). Reguleringsmyndigheten kan ta hensyn til urimelig lav avkastning i foregående tariffperioder (mindreavkastning)».⁸ Håndteringen av mer- og mindreavkastning er særlig viktig for å beregne risikoen i infrastrukturinvesteringen, noe vi også vil komme tilbake til senere i rapporten.

⁷ RME foreslår å justere driftskostnadene i reguleringsperioden med forventet lønnsvekst.

⁸ Naturgassforskriften § 7-1 andre ledd.

2.3 Vurdering av styrker og svakheter

Hovedmålet med reguleringen er at godkjente vilkår for tredjepartsadgang og balansetjenester bidrar til at naturgassvirksomheten foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte og samtidig legger til rette for at reell konkurranse sikres. Videre er det et krav at vilkår for tariffing er «saklige, objektive og ikke-diskriminerende». Sistnevnte tolker vi både med hensyn til tredjepartstilgang og prisingen mellom ulike kundesegment. Under redegjør vi kort for disse elementene basert på vår gjennomgang og intervjuer med norske og utenlandske aktører⁹. Vurderingen vil i stor grad ligge til grunn for de videre analysene vi presenterer i denne rapporten.

2.3.1 Rasjonell utvikling av naturgassvirksomhet

For å sørge for rasjonell utvikling av naturgassvirksomhet må man ta hensyn til en rekke forhold ved distribusjon av naturgass. For det første må man ta hensyn til at marginalkostnadene ved frakt av gass er tilnærmet null. I tillegg må man ta hensyn til at vedlikeholdskostnader og investeringskostnader er proporsjonale med rørlengde og antall kunder, slik det fremkommer av kapittel 4. Man må også ta hensyn til at investeringskostnadene av den eksisterende infrastrukturen er irreversible, noe som impliserer at disse ikke bør påvirke virksomhetens økonomiske beslutninger.

Gitt dette skisserte bildet av naturgassvirksomhet er det samfunnsøkonomisk rasjonelt å levere gass til alle sluttbrukere som har en eksisterende tilkobling. Det er også samfunnsøkonomisk rasjonelt å vedlikeholde alle nettsegmenter der hvor sluttbrukers totale betalingsvilje overstiger de faste kostnadene på segmentet. Hvis én enkelt sluttbruker kobler seg av nettet, må de faste kostnadene fordeles mellom færre sluttbrukere, noe som gir høyere gjennomsnittlige faste kostnader per sluttbruker. Dermed vil frakopling av en enkelt sluttbruker, spesielt en som betaler en stor andel av de faste kostnadene, kunne føre til en kaskadeeffekt ved at flere sluttbrukere også kobler seg av ettersom de må betale for en større andel av de faste kostnadene. Totalt betyr dette at jo mer én enkelt sluttbruker betaler av de faste kostnadene, desto viktigere er det å beholde denne sluttbrukeren i nettet. Det er enklere å beholde de viktigste sluttbrukerne under en mykere regulering der naturgassvirksomheten har relativt stort handlingsrom for å bestemme fordelingen av kostnader mellom sluttbrukere på en optimal måte.

For å sørge for rasjonell utvikling er det derfor viktig å hensynta konkurranse fra andre energibærere, og/eller alternative forsyninger av naturgass når man priser distribusjonen. Våre intervjuobjekter bemerket at propan og strøm skaper et reelt konkurransepress. I 2021 og 2022 har dette særlig vist seg etter hvert som flere av naturgasskundene har byttet til propan, ettersom naturgassprisene har økt betraktelig mer enn propanprisene i perioden. Den store prisforskjellen gjorde at investeringer i propaninstallasjoner som tidligere var ulønnsomme for naturgasskunder, plutselig ble lønnsomme. Dette gjaldt særlig gartnerier på Jæren. Brukerne som de siste årene har investert i propaninstallasjoner vil også ha lavere byttekostnader i fremtiden, noe som vil øke konkurransepresset på gassvirksomheter også i fremtiden. I gassnettet på Haugalandet er det imidlertid et særlig konkurransepress fra Hydro ettersom de ligger såpass nærme ilandføringsterminalen på Kårstø, og dermed kan velge å bygge sitt eget rørnettverk (eller gå over på LNG). Med for høye tariffier for distribusjon av gass vil en slik investering plutselig kunne vise seg lønnsom for Hydro.

Sterk konkurranse fra alternative energitilførsler øker nytten av en myk regulering fordi det gjør det mulig for distributøren å ta hensyn til ulik betalingsvillighet og sikre at man ikke setter prisen for høyt. En streng regulering

⁹ Vi har gjennomført åtte intervjuer med nordiske regulatorer, samt norske aktører på både tilbuds- og etterspørsels-siden av gassmarkedet.

øker på sin side risikoen for at kunder kobler seg av, og krever høy presisjon fra regulators side, som i mindre grad har innblikk i aktørenes betalingsvillighet. I henhold til naturgassforskriften er det Gasnor selv som foreslår tariffmodell, tariffstruktur og prisnivå. Med hensyn til opprettholdelse av dagens infrastruktur og anvendelse av denne vurderer vi dette som fordelaktig. Ved nye investeringer er det viktig at den totale betalingsviljen til de ny-tilkoblede kundene (og kunder som kan koble seg på det nye nettet i fremtiden) overstiger de økte investerings- og vedlikeholdskostnadene. Forskriften åpner også for at man kan kreve et anleggsbidrag, noe som vil kunne hensynta dette. Til sist vil vi påpeke at en rasjonell utvikling også impliserer at virksomhetene har en produktivtvekst som er sammenlignbar med andre deler av økonomien. Dette er en faktor som i mindre grad blir hensyntatt i RMEs forslag til reguleringsmodell, og som kanskje bør vektlegges mer.

2.3.2 Saklig, objektiv og ikke-diskriminerende

I forslaget til tariff som foreligger i dag, beregnes tariffen som budsjetterte totale kostnader fordelt på totalt budsjettert volum gass levert i nettet. En slik tariff er klart både saklig og objektiv. Kravet om ikke-diskriminering er derimot mer komplekst.

Tvilen rundt hvorvidt tariffen er ikke-diskriminerende har sitt opphav i den geografiske plasseringen av sluttbrukere og hvordan kostnadene fordeles i tariffen. Den største sluttbrukeren i nettet – Hydro – ligger bare noen få kilometer fra ilandføringscentralen på Kårstø, mens røرنettet sprer seg over 100 kilometer bak dette punktet. Samtidig vil Hydro betale en vesentlig andel av Gasnor sine totale kostnader med en volumbasert tariffmodell. Gitt at det primært er lengden på røرنettet som driver Gasnor sine kostnader¹⁰, vil en volumbasert modell i dette tilfellet ikke være kostnadsreflekterende. Hydro vil med andre ord betale for en større andel av de totale kostnadene enn det deres forbruk av de kostnadsdrivende innsatsfaktorene (røرنettet) skulle tilsi. Dette ble også adressert av Hydro selv i deres høringssvar. Hydro uttaler at foreslåtte tariffer fremstår som svært høye, og at de ikke avviker vesentlig fra generell tariff for tilkjøring av LNG med tankbil. Om dette stemmer peker dette mot at Hydro bærer mer enn merkostnaden for sin anvendelse av nettet, noe som er diskutabelt ut ifra kravet om en ikke-diskriminerende tariffstruktur. Det er i denne sammenheng også viktig å påpeke at en tariff som ikke i seg selv er kostnadsreflekterende kan påvirke muligheten for tredjepartsadgang negativt, så lenge distributør også opererer som detaljist i markedet.

Enkelte intervjuobjekter trekker imidlertid frem at det å benytte andre fordelingsmekanismer i tariffmodellen er utfordrende. Det ble spesielt trukket frem at et distanseledd kunne føre til at små kunder lang bak i nettet ville koblet seg av, noe som igjen ville ført til en ikke samfunnsmessig rasjonell naturgassvirksomhet, jf. diskusjonen i 2.3.1. Disse problemstillingene står sentralt i diskusjonen i kapittel 6 hvor vi analyserer ulike tariffstrukturer og mulighetene til å iverksette tariffer som i større grad reflekterer faktiske kostnader.

2.3.3 Tredjepartsadgang og reell konkurranse

Stortinget vedtok våren 2018 en rekke endringer i naturgassloven for å gjennomføre det tredje gassmarkedsdirektivet. Disse endringene innebar blant annet at RME fikk oppgaver knyttet til godkjenning av vilkår for tredjepartsadgang og tariffer. Å legge til rette for reell konkurranse er derfor en sentral del av regulators oppgaver.

Intervjuer med aktører som er aktive i dagens marked har stått sentralt i kartleggingen av konkurranse-situasjonen med utgangspunkt i dagens forslag til vedtak. Vi finner at aktørenes syn varierer stort. Enkelte

¹⁰ Dette underbygger vi i gjennomgangen av kostnadsgrunnlaget i kapittel 4.

intervjuobjekter peker på at reell konkurranse kun kan utvikles når distribusjonspriser reflekterer reelle kostnader for gassdistributøren, og peker på at dagens fordelingsnøkkel ikke sikrer dette. Spesielt peker de på at en tariffstruktur som bare fokuserer på energileveranse vil kunne gi skjevheter i markedet, og at fraværet av transparens med hensyn til DSO sin interne prising svekker konkurransesituasjonen.

Flere intervjuobjekter peker derimot også på at størrelsen på det norske gassmarkedet, og mangel på store kunder bortsett fra Hydro Aluminium, er det viktigste hinderet for utvikling av konkurranse i gassmarkedet, ikke reguleringen. Om dette stemmer kan situasjonen til en viss grad endre seg når et annet distribusjonsnett – Lyse – også omfattes av tredjepartsadgangsreguleringen. En nyetablert tredjepartsaktør vil kunne selge gass til begge rørnettene. Det er med andre ord utfordrende å trekke noen konklusjoner basert på aktørenes tilbakemeldinger. Erfaring fra Sverige og Finland viser imidlertid variasjon av tredjepartsinntreden, selv om reguleringene har store likheter. Dette kan peke mot at det er andre elementer som er avgjørende.

Det er i denne sammenheng viktig å påpeke at det at det eksisterer en mulighet for andre gassleverandører til å etablere seg, vil begrense dagens distributørers mulighet til å kapre ekstraordinær avkastning i detaljistmarkedet, selv uten at noen faktisk benytter seg av muligheten til å bli tredjepartsaktør i gassnettet. Å opprettholde og eventuelt styrke mulighetene for reell konkurranse vil være et av fokusområdene i de videre analysene.

2.3.4 Balanseringsansvaret

Et annet viktig element av reguleringen er hvordan balanseringsansvaret skal fordeles. Med balansering menes å sørge for at det er balanse mellom hvor mye gass som mates inn i nettet, og hvor mye gass som hentes ut. Dersom mengden gass som tas fra nettet overstiger mengden som mates inn i nettet, synker trykket i nettet. Et vedvarende trykkfall kan true nettverkssikkerheten ettersom trykket kan falle under det minste tillatte trykket. Det samme gjelder for en situasjon der mengden gass som mates inn overstiger gassmengdene som tas ut. Det økende trykket kan gå utover det tekniske maksimale bærekraftige trykket, og kan dermed true leveringssikkerheten. Balanseansvarlig må derfor sørge for at mengden naturgass som strømmer inn og ut fra systemet er balansert (Keyaerts, Meeus, & D'haeseleer, 2008).

I dagens forslag til reguleringsmodell er det systemoperatøren som er teknisk ansvarlig for gassbalansering og som dekker kostnadene forbundet med balansering av nettet, jf. naturgassforskriften. Disse kostnadene, som er hovedsakelig administrative kostnader knyttet til registrering av inn- og utmating av gass, inkluderes i kostnadsgrunnlaget og overføres til sluttbruker gjennom tariff.

Gjennom intervjuer har vi avdekket at gassvirksomhetene støtter forslaget om fordeling av balanseringsansvar. Ifølge intervjuobjektene er det mest naturlig og effektivt at det er DSOene som har teknisk ansvar for balansering i et nett som ikke er koblet til et transmisjonsnett. Intervjuobjektene peker også på at det er viktig at balanseringsansvaret er begrenset til teknisk ansvar, mens økonomisk ansvar blir fordelt mellom tredjepartsaktør og gassgrossist (shipper)¹¹.

Enkelte intervjuobjekter peker samtidig på at de ikke har noen praktisk erfaring med teknisk balansering for tredjepartsaktører. Derfor mener de det er nødvendig med en gjennomgang av reguleringen knyttet til balansering om noen få år.

¹¹ Teknisk ansvar innebærer administrasjon av daglig innmating og uttak av gass, samt regulering av trykket i distribusjonsnettet. Økonomisk ansvar innebærer dekning av kostnader knyttet til salg/lagring og kjøp av gass hvis innmating/uttak av gass ikke tilsvarer fysisk flyt av gass, samt kostnader ved ikke levert gass.

3 Reguleringsmodeller

For å utforme en tilgangsregulering er det hensiktsmessig å starte med å vurdere hvilken reguleringsmodell som skal legges til grunn. Dette valget vil sette rammen for hvilke parametere man trenger å definere for å implementere reguleringen. Vi anbefaler at en regulering av distribusjonsmarkedet for gass skal baseres på en inntektsbegrensning. Videre anbefaler vi at den tillatte inntekten fastsettes basert på at den regulerte aktøren skal få dekket sine distribusjonskostnader og en rimelig avkastning på investert kapital. Vi anbefaler ikke bruk av benchmarking for tilgangsregulering av det norske gassdistribusjonsnettet, ettersom det kun finnes to gassnett i Norge som oppfyller størrelseskriteriene slik at de vil komme til å omfattes av naturgassloven og forskriften om tredjepartsadgang. Vi anbefaler også å inkludere mekanismer for håndtering av mer- og mindreaktning med hovedmålsetningen at volumvariasjon utjevnes over tid.

Økonomisk regulering er et kostnadseffektivt virkemiddel som gir rom for desentraliserte og skreddersydde løsninger hos de som sitter med mest informasjon om hva som er den mest effektive løsningen. De områdene hvor økonomisk regulering fungerer særlig godt, er der det er store muligheter for effektiviseringsgevinster, og det er stor grad av asymmetrisk informasjon mellom regulator og nettselskap om hva som er beste løsning. I tillegg må det finnes gode indikatorer for den målsetningen myndighetene ønsker å oppnå, eller at det å eventuelt etablere slike indikatorer ikke medfører store kostnader sett opp mot den målsetningen man har.

For å utforme en tilgangsregulering er det hensiktsmessig å starte med å vurdere hvilken reguleringsmodell som skal legges til grunn. Dette valget vil sette rammen for hvilke parametere man trenger å definere for å implementere reguleringen.

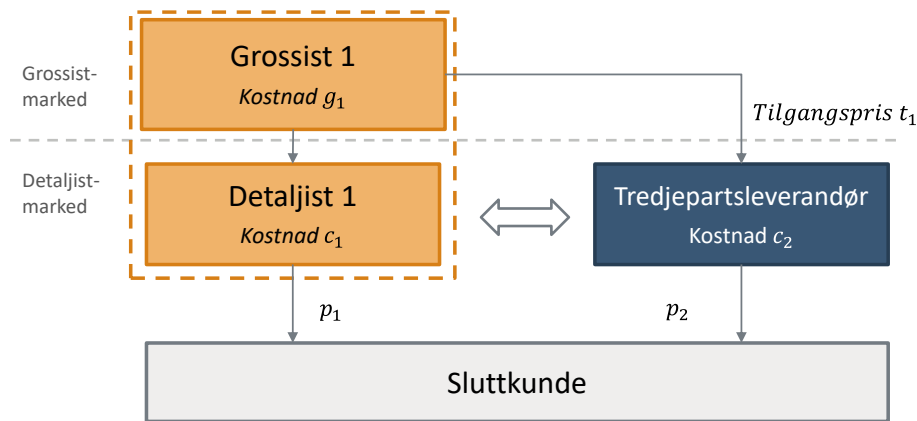
I dette kapitlet ser vi først i avsnitt 3.1 overordnet på tilgangsregulering i markeder med vertikale bindinger basert på økonomisk teori. I avsnitt 3.2 ser vi nærmere på noen modeller for tilgangsregulering, og i avsnitt 3.3 diskuteres håndtering av mer- og mindreaktning. I avsnitt 3.4 presenterer vi de reguleringsmodeller som er brukt for tilgangsregulering av gassmarkedet i andre EØS-land, og i avsnitt 3.5 utdyper vi om modellene brukt i Sverige og Finland i tillegg til å beskrive reguleringsmodellen i det norske strømmarkedet. Avsnitt 3.6 inneholder oppsummering og anbefalinger.

3.1 Overordnet om tilgangsregulering i markeder med vertikale bindinger

Et marked med vertikale bindinger, som gassdistribusjonsmarkedet, kan grovt sett forstås som et marked med to nivåer: et grossistmarked hvor grossistprodukter selges fra grossister til detaljister, og et detaljistmarked hvor detaljistprodukter selges av detaljister til sluttbrukere. I gassmarkedet vil grossistproduktet være tilgang til den fysiske gassinfrastrukturen (gassrørene) som grossisten eier. Detaljisten kjøper tilgang til distribusjonsinfrastruktur fra grossisten og gass fra engrosmarkedet for gass (som ikke er regulert), og selger en slik pakke til sluttbrukere.

Selv om det er mulig å levere gass også på andre måter enn gjennom gassrørene, er dette den mest kostnads-effektive måten gitt at infrastrukturen allerede eksisterer. Med eksisterende infrastruktur er marginalkostnaden for å levere gass gjennom rørene tilnærmet null, noe andre leveranse måter ikke kan konkurrere med. Derfor kan infrastrukturen betraktes som nødvendig for å kunne konkurrere i detaljistmarkedet om kunder som allerede er tilknyttet gassinfrastrukturen.

Figur 1: En enkel modell av et marked med vertikale bindinger



I markeder hvor bedrifter er avhengige av å kjøpe input av konkurrenter for å kunne tilby produkter, finnes det risiko for utestengelse fra den vertikalt integrerte aktøren (*vertical foreclosure*).¹² Risikoen består i at den integrerte aktøren har incentiver til å øke kostnadene til sin konkurrent i detaljistmarkedet gjennom å øke prisene på grossistproduktet, eller til og med stenge konkurrenten helt ute fra markedet gjennom å nekte den tilgang til grossistproduktet.

Dersom detaljistene er like effektive ville en *frittstående* grossist ha incentiver til å selge tilgang til begge detaljistene på like vilkår, ettersom det vil være i grossistens interesse å tilby tjenester til en så stor del av sluttbrukermarkedet som mulig. Med vertikale bindinger endres imidlertid incentivene, ettersom inntektene i detaljistleddet nå internaliseres i grossistens prissettingsbeslutning.¹³ Grossist 1 kan nå, gjennom å nekte den konkurrerende detaljisten tilgang eller gjennom å øke dens kostnader, øke sin egen markedsandel i detaljistmarkedet. Slik kan den vertikalt integrerte aktøren overføre markedsrett fra grossistmarkedet til detaljistmarkedet, og med det øke sitt overskudd. En slik utøvelse av markedsrett, der konkurrerende detaljist ikke kan oppnå positive marginer, kalles for marginskvis.

I en modell som den vi har presentert over, er det tydelig at slik marginskvis ville vært skadelig for konkurransen; dersom Grossist 1 enten ved salgsnekt eller gjennom å sette tilstrekkelig høye tilgangspriser ($t_1 \geq p_1$) stenger tredjepartsleverandøren ute fra detaljistmarkedet, vil den kunne utestenge en effektiv konkurrent fra detaljistmarkedet.

Tilgangsregulering er en måte å introdusere konkurranse i markeder hvor grossistleddet er et naturlig monopol. Ved å gi flere detaljister tilgang til samme infrastruktur, senkes terskelen for etablering i detaljistmarkedet ettersom konkurrenter i detaljistleddet ikke trenger å bære store investeringskostnader. Dette øker konkurransen i detaljistleddet, samtidig som det hindrer ineffektiv overinvestering i infrastruktur.

Likevel kan tilgangsregulering også føre til for lite investeringer i vedlikehold av infrastrukturen. Investeringsnivået avhenger av tilgangsprisen, og fastsettelsen av denne innebærer derfor en viktig avveining for reguleringsmyndigheten. Settes prisene for høyt, risikerer man at potensielle konkurrenter på detaljistleddet ikke finner det lønnsomt å etablere seg, og konkurransen uteblir. Settes prisene for lavt, vil konkurransen på detaljistleddet bli god, men en risikerer at incentivene til å investere i infrastruktur reduseres eller faller bort. Samtidig risikerer en at ineffektive konkurrenter etablerer seg i detaljistleddet.

¹² Se for eksempel (Hart, Tirole, Carlton, & Williamson, 1990)

¹³ (Choi & Yi, 2000)

3.2 Modeller for tilgangsregulering

Overordnet kan reguleringsmodeller for fastsettelse av tariffgrunnlaget baseres på å regulere enten pris eller kostnader. I denne rapporten vurderer vi følgende alternative reguleringsmodeller:

- Pris-minus
- Avkastningskravregulering
- Kost-pluss
- Pristak eller inntektsbegrensning

Grunnen til at vi ser mer på akkurat disse modellene, er at disse blir mest brukt i regulering av naturlige infrastrukturmonopoler. I praksis kombineres også modellene ofte, slik som vi også kan se basert på vår kartlegging av gassreguleringer i andre land i EØS, se avsnitt 3.4. I tillegg brukes kost-pluss i ett land, Italia.

Alle reguleringsmodeller kan også kombineres med bruk av benchmarking, altså at den regulerte aktørens kostnader eller priser sammenlignes med andre aktørers kostnader eller priser. Dette kan brukes for å kontrollere den regulerte aktørens kostnader, men det kan være vanskelig å finne aktører som er tilstrekkelig like for at sammenligningen skal være nyttig. Dette ser vi for eksempel basert på de erfaringene vi har gjort oss gjennom sammenligningen av kostnadsgrunnlag i avsnitt 4.3.

Videre blir det også ofte brukt forskjellige insentivordninger som for eksempel skal insentivere den regulerte aktøren til mer kostnadseffektiv produksjon. Eksempler på slike insentivordninger gis i kartleggingen av gassreguleringer i andre land i EØS, se avsnitt 3.4.

I henhold til naturgassloven og naturgassforskriften har Gasnor foreslått en tariff for tredjepartsadgang til gassdistribusjonsnettverket for naturgass, se avsnitt 2.2. Denne tariffen er, basert på vårt skjønn, basert på en inntektsbegrensning som gitt budsjettert volum fastsetter bare ett tariffelement – en pris per enhet energi levert. Til sammenligning blir norske nettselskap i strømmarkedet regulert basert på en modell hvor kostnadsgrunnlaget sammenlignes med et gjennomsnittlig effektivt selskap (benchmarking), se avsnitt 3.5.3.

3.2.1 Pris-minus

Pris-minus, eller marginskvisregulering, benyttes for å fastsette grossist- eller tilgangsprisen i et marked basert på prisen og kostnadene i tilhørende sluttbrukermarked. Tilgangsprisen ($P_{Tilgang}$) defineres som den regulerte aktørens detaljistpris ($P_{Detaljist}$) minus den regulerte aktørens detaljist-kostnader ($C_{Detaljist}$):

$$P_{Tilgang} = P_{Detaljist} - C_{Detaljist}$$

Denne modellen brukes blant annet innenfor tilgangsregulering av elektronisk kommunikasjon i Norge. Telenor er i flere markeder forpliktet til å levere nettilgang til aktører uten eget landsdekkende nett. Tilgangsprisen i flere av markedene for elektronisk kommunikasjon reguleres gjennom en marginskvistest, som beregnes som en differanse mellom prisene i sluttbrukermarkedet og tilgangsprisene. For å bestå marginskvistesten må forskjellen mellom relevante inntekter og grossistkostnader for den regulerte grossisten være høyere enn detaljistkostnadene.¹⁴

¹⁴ Se for eksempel (Nasjonal kommunikasjonsmyndighet, 2020)

Med denne modellen vil kun aktører som er minst like effektive i sluttbrukerleddet¹⁵ som den vertikalt integrerte aktøren ha incentiver til å etablere seg. Dette innebærer at modellen kun legger til rette for effektiv tredjepartsetablering.

Likevel har denne modellen også noen svakheter. Hvis grossistmarkedet ikke er konkurranseutsatt, vil heller ikke tilgangsprisen nødvendigvis tilsvare kostnadene i grossistleddet. Hvis tilbyderer har markedsrett i grossistmarkedet, kan tilbyderer derfor øke prisen i sluttbrukermarkedet gjennom å øke tilgangsprisen, uten at dette trenger å være relatert til faktiske kostnader i grossistleddet.¹⁶ Derfor fungerer ikke reguleringsmodellen i markeder uten konkurranse i grossistmarkedet, og er derfor ikke aktuell for regulering av gasdistribusjon i Norge.

3.2.2 Avkastningskravregulering og kost-pluss

I en avkastningskravregulering fastsettes prisene/inntektene slik at den regulerte aktøren får en rimelig avkastning på investert kapital (CAPEX). I tillegg får aktøren også i det minste dekket sine driftskostnader (OPEX).

$$\text{Tillatt inntjening} = \text{Kapitalkostnad} + \text{OPEX}$$

hvor

$$\text{Kapitalkostnad} = \text{CAPEX} \times \text{avkastningskrav}$$

Modellen er blitt mye brukt tidligere i regulering av infrastruktur både i Norge og i utlandet. Den har likevel blitt mindre og mindre brukt, ettersom den i seg selv gir lite incentiv til kostnadsreduksjon. Den gir heller ikke nødvendigvis samfunnsøkonomisk riktige incentiver for investering i infrastruktur, ettersom tariffgrunnlaget vil øke når kapitalkostnaden øker, uansett om dette er nødvendige investeringer eller ikke. I dag kombineres denne modellen ofte med et pristak eller en inntektsbegrensning, som gjennomgås i neste avsnitt.

En annen reguleringsmodell som ligner på avkastningskravreguleringen er kost-pluss. I denne modellen tillates aktøren å ta et gitt regnskapsmessig profittnivå over sitt totale kostnadsnivå. Også for denne modellen gjelder samme forbehold som for avkastningskravregulering: den gir lite incentiv til kostnadsreduksjon. I en helt rendyrket kost-pluss modell kan i teorien den regulerte aktøren øke sin totale tillatte profitt gjennom å øke sine driftskostnader.

$$\text{Tillatt inntjening} = (1 + x) * \text{totale regnskapsmessige kostnader}$$

Hvor x = tillatt profittnivå

3.2.3 Pristak eller inntektsbegrensning

I en reguleringsmodell med pristak eller inntektsbegrensning settes det krav til den regulerte aktørens prisutvikling og/eller prisnivå i en bestemt tidsperiode.

I praksis settes pristaket/inntektsbegrensningen typisk basert på en vurdering av den regulerte aktørens kostnader, for eksempel basert på at prisene/inntektene skal gi aktøren en rimelig avkastning på kapital samt

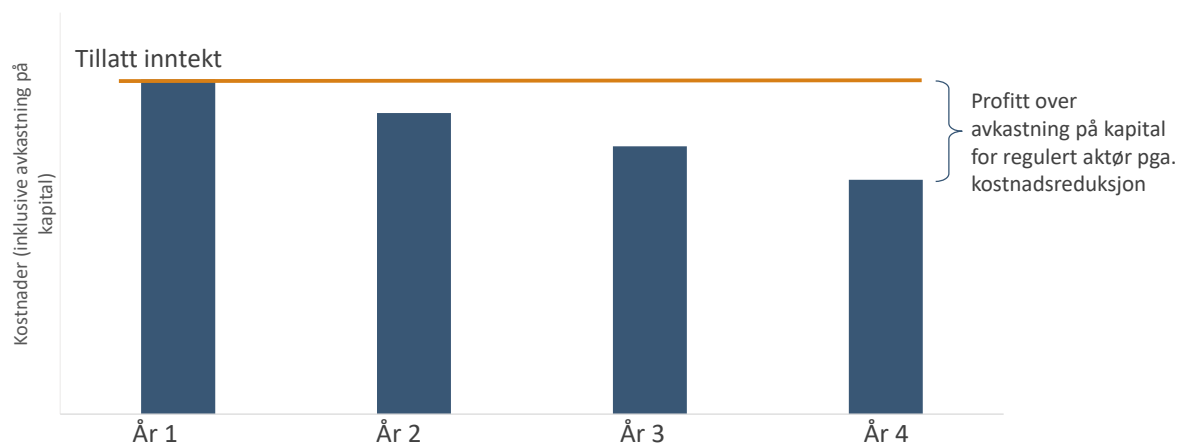
¹⁵ Minst like effektive betyr at den nye aktøren har lavere eller like høye detaljstkostnader som den regulerte aktøren.

¹⁶ Se for eksempel (Hansen, 2022).

dekke driftskostnader. Vurderingen gjøres vanligvis basert på kostnadene i perioden/året før reguleringsperioden starter.

Et pristak eller en inntektsbegrensning gir den regulerte aktøren incentiver til å redusere kostnader, ettersom aktøren får beholde kostnadsreduksjonene i reguleringsperioden. Reguleringsmyndigheten forplikter seg til å ikke redusere inntektsbegrensningen hvis aktøren effektiviserer driften, noe som gir effektiviseringsincentiv, men kan samtidig føre til profitt utover avkastningen på kapital. Dette er illustrert i Figur 2.

Figur 2: Illustrasjon av inntektsbegrensning og profitt for regulert aktør over reguleringsperioden

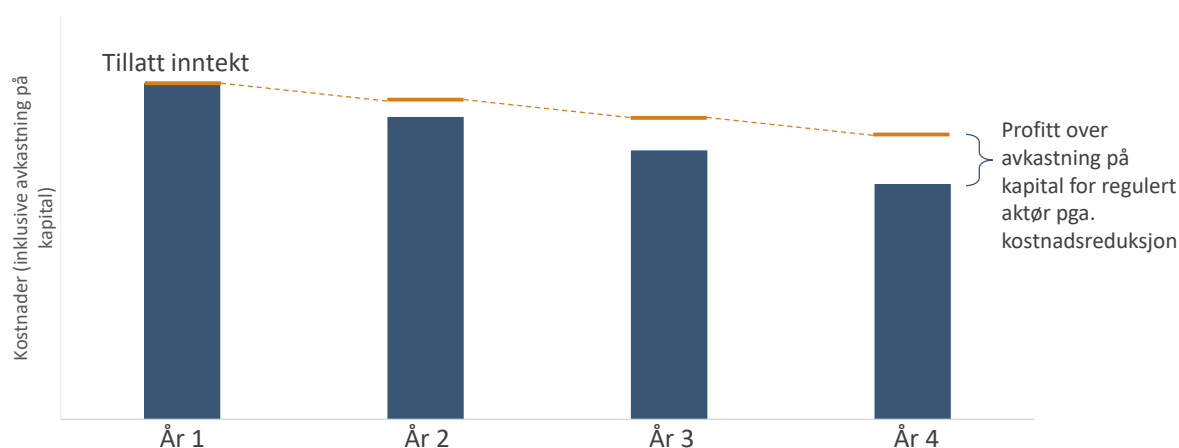


Hvis ikke modellen inkluderer en komponent for å kompensere for investeringer i infrastruktur, kan den videre redusere incentivene til å investere i infrastruktur.

Lengden på reguleringsperioden er viktig i denne reguleringsmodellen. Jo kortere reguleringsperioden er, desto lavere incentiver har aktøren til å effektivisere driften. Når reguleringsperioden blir kortere, nærmer pristak/inntektsbegrensning seg avkastningskravreguleringen. Hvis reguleringsperioden settes til ett år, gir heller ikke inntektsbegrensning incentiv til kostnadsreduksjon. Jo lengre reguleringsperioden er, desto mer øker likevel profitten over avkastningskravet for den regulerte aktøren.

For å redusere profitten for den regulerte aktøren ved pristaks- eller inntektsbegrensningsregulering kan man inkludere forventet produktivetsvekt i modellen. Dette er illustrert i Figur 3. Denne modellen innebærer at den regulerte aktøren kun får beholde profitt utover den kostnadsreduksjonen som aktøren uansett forventes å ha.

Figur 3: Illustrasjon av reguleringsmodell basert på pristak med forventet produktivitetsvekst inkludert.



Pristak og inntektsbegrensning er langt på vei like reguleringsmodeller, men det finnes noe forskjell. Gjennom en inntektsbegrensning begrenser regulatoren distributørens totale inntekt over reguleringsperioden. Dette tillater bedre prisjustering enn pristak i løpet av reguleringsperioden som sikrer at inntektsrammen ikke overstiges og at kostnadene dekkes, noe som kan være nødvendig hvis faktisk volum ikke er likt budsjettert volum.

Med pristak hensyntas kostnadsgrunnlaget bare i prisen satt ved starten av reguleringsperioden. Endringen i pris over tid i løpet av reguleringsperioden følger en bestemt formell (f.eks. inflasjonsjustering), men ikke endring i volum.

I praksis brukes også inntektsbegrensning i høyere grad enn pristak, slik som vi viser i avsnitt 3.4.

3.3 Håndtering av mer- og mindreavkastning

Et viktig reguleringsprinsipp er at den regulerte aktøren ikke skal eksponeres mot for mye risiko knyttet til hendelser som ikke er under deres kontroll. Derfor inkluderer regulering av gassmarkedet typisk også mekanismer for håndtering av *mer- og mindreavkastning*.

Håndtering av mer- og mindreavkastning innebærer at det finnes en mekanisme som tilsier hva som skjer hvis den regulerte aktøren har høyere eller lavere inntjening enn forventet. For eksempel kan den regulerte aktøren bli tillatt å ta igjen tapt inntjening i én reguleringsperiode med en høyere inntjening i neste reguleringsperiode.

I en studie fra DG Energy¹⁷ anbefales det at distributører ikke burde bli utsatt for eksempelvis volumrisiko, ettersom dette er utenfor deres kontroll. I rapporten argumenteres det med at gasskonsum over tid er noe som distributøren selv på kort sikt har lite kontroll over. Den regulerte aktørens inntjening kan variere mye fra et år til et annet avhengig av forbruksmønstre. Dette kan for eksempel håndteres gjennom å justere tillatt inntjening i kommende år hvis det har vært år med lavere etterspørsel.

I praksis blir mer- og mindreavkastning håndtert veldig forskjellig avhengig av land. Vi vil beskrive nærmere hvordan dette håndteres i Sverige og Finland i avsnitt 3.5. Hvordan gassdistributørene må håndtere mer- og

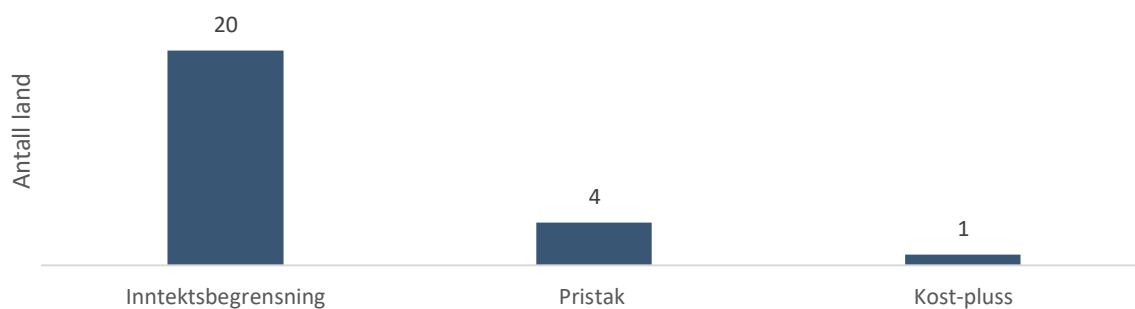
¹⁷ (AF-Mercados, REF-E and Indra, 2015)

mindreavkastning påvirker aktørens risiko og dermed aktørens kapitalkostnader, slik som vi beskriver i mer detalj i avsnitt 5.5.4.

3.4 Reguleringsmodeller ved tilgangsregulering av gassmarkedet i EØS

Av de overordnede reguleringsmodellene beskrevet i avsnitt 3.2, er det inntektsbegrensning som er mest utbredt innenfor tilgangsregulering av gassmarkedet i EØS. Figur 4 viser en oversikt over hvor mange land som benytter ulike reguleringsmodeller i reguleringen av gassdistribusjonsselskaper. Samtlige av de kartlagte landene i EØS regulerer inntektene til nettverksoperatøren i gassmarkedet.¹⁸

Figur 4: Antall land i EØS som benyttet ulike reguleringsmodeller i regulering av gassmarkedet, 2021.¹⁹ Kilde: (CEER, 2021)



Av de landene i EØS som er inkludert i kartleggingen er det 23 av 26 som regulerer operatørens inntekt enten gjennom en inntektsbegrensning eller et pristak. Grunnlaget for beregning av maksimalinntekt og -pris fastsettes stort sett av aktørens forventede kostnader. Hvilke kostnader som inngår, eller hvordan disse estimeres, varierer til en viss grad mellom landene. Felles for landene er derimot at tariffordningene tar sikte på at aktørene skal få dekket driftskostnader, i tillegg til å få en akseptabel avkastning på investert kapital. Samtidig ser vi at kost-pluss kun er brukt i ett land, nemlig Italia. Konkret benytter Italia kost-pluss for investert kapital (CAPEX) og pristak for driftskostnader (OPEX).

For en detaljert oversikt over hvilke land som har hvilken reguleringsmodell, se Vedlegg 1.

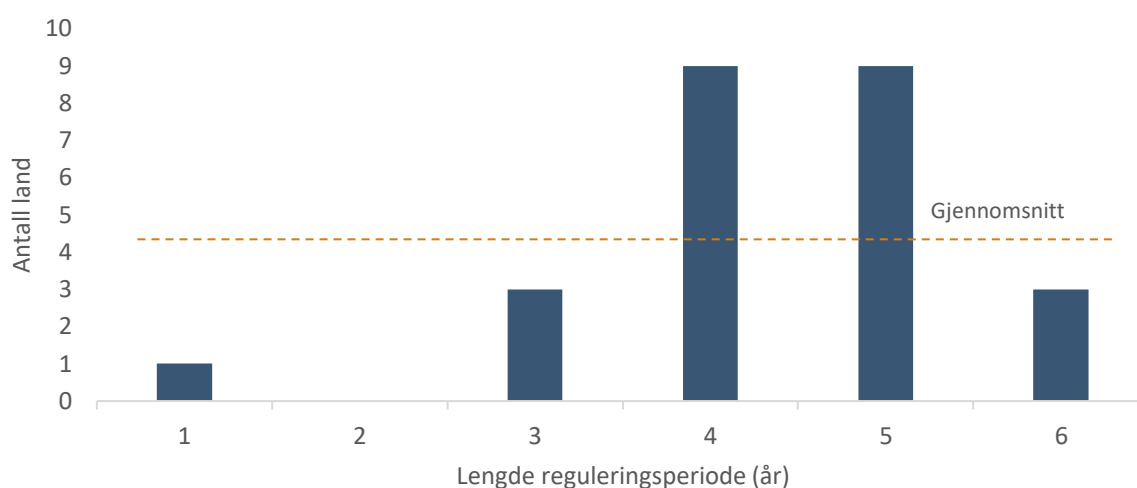
I gjennomsnitt er lengden på reguleringsperioden for gass 4,4 år i EØS, se Figur 5. Den korteste reguleringsperioden er i Polen som kun har en ett år lang reguleringsperiode for gass. Det er vanligst med fire eller fem år. Reguleringsperioden i Sverige og Danmark er fire år for gass, mens den i Finland er tre. Reguleringsperiodene i strømmerketet er i de fleste landene like lange som i gassmarkedet. Særlig Storbritannia utgjør likevel et unntak til denne regelen, med en fem år lang reguleringsperiode for gass og åtte år for strøm.²⁰

¹⁸ Alle land bruker også et estimat på kostnader for aktiviteten til den regulerte aktøren for å fastsette tariffgrunnlaget.

¹⁹ Ungarn er ikke inkludert i figuren, ettersom de kun bruker en insentivregulering i tillegg til kostnadsorientering, og ikke har i bruk noen av de overordnede reguleringsmodellene som vi har definert.

²⁰ (CEER, 2021)

Figur 5: Lengde av reguleringsperiode i land i EØS, 2021.²¹ Kilde: (CEER, 2021)



Flere land (17 av 26) har også en tariffordning som inneholder konkrete insentivordninger. Dette inkluderer både ordninger som skal insentivere til mer kostnadseffektiv drift, men også ordninger som skal øke kvaliteten til leveransen. Enkelte av landene har også insentivordninger som skal føre til utvikling av ny teknologi og økt innovasjon.

Kostnadsinsentiver er mest utbredt. Dette gjelder både når det kommer til driftskostnader og investeringskostnader. Teknologien har utviklet seg raskt innen sektoren de siste årene, noe flere av insentivordningene tar hensyn til. Irland er et mer unikt eksempel med individuelle insentiver på DSO-nivå i gassmarkedet. Irland har insentiver for å bygge nye forbindelser, bedre kundeopplevelse og for å effektivisere både driftskostnader (OPEX) og investert kapital (CAPEX).²² Også Finland bruker insentiver i gassmarkedet på TSO-nivå, mer om dette i det neste avsnittet.

3.5 Eksempel på reguleringsmodeller

I dette avsnittet presenterer vi reguleringsmodellene i Sverige og Finland, samt reguleringsmodellen i det norske strømmarkedet, i mer detalj. Beskrivelse av den reguleringsmodellen som Gasnor har foreslått finnes i avsnitt 2.2.

3.5.1 Sverige

Den overordnede reguleringsmodellen brukt i Sverige for å regulere gassdistributørene er inntektsbegrensning.²³ Myndighetene regulerer ikke tariffstrukturen til distributørene, kun det totale tariffingsnivået. Sverige har også en mekanisme for å håndtere mer- og mindreavkastning for håndtering av risiko knyttet til kostnader som anses å være utenfor den regulerte aktørens kontroll. I tillegg har Sverige en mekanisme som skal insentivere til økt kostnadseffektivitet.

Inntektsbegrensningen settes før hver fire år lange reguleringsperiode, og beregnes ved å vurdere forventede fremtidige kostnader (driftskostnader og kapitalkostnader). De forventede driftskostnadene estimeres som et

²¹ Latvia har en reguleringsperiode på 3,5 år. I figuren er Latvia inkludert i kategorien for 3-årig reguleringsperiode.

²² (CEER, 2021)

²³ I hele det inneværende delkapittelet har vi brukt (Energimarknadsinspektionen, 2014) som kilde.

(inflasjonsjustert) gjennomsnitt av kostnadene for de fire foregående årene. Kapitalkostnadene beregnes derimot på bakgrunn av verdien av kapitalbasen og et avkastningskrav og estimerte avskrivningskostnader.

Håndtering av risiko knyttet til mer- og mindreavkastning blir gjort gjennom at aktørene blir kompensert for endringer i ikke-kontrollerbare driftskostnader etter endt reguleringsperiode. I tillegg blir aktørene også kompensert for mer- og mindreavkastning knyttet til volum. Driftskostnadene er inndelt i kontrollerbare og ikke-kontrollerbare kostnader. Med kontrollerbare kostnader menes kostnader som kan påvirkes av hvordan selskapet drives, for eksempel drift og vedlikehold av nettverket. De ikke-kontrollerbare kostnadene er på sin side kostnader som for eksempel kostnader til overliggende nett (tilkoblingskostnader) samt skatter og avgifter. Hvis aktørene har inntekt på mer enn 50 prosent av inntektsbegrensningen må aktøren betale renter på dette til staten. Kompenseringen av mer- og mindreavkastning må i sin helhet gjøres i den påfølgende reguleringsperioden etter reguleringsperioden der mer- eller mindreavkastningen er oppnådd.

For å insentivere til kostnadseffektiv drift reduseres de kontrollerbare kostnadene som inngår i inntektsbegrensningen med ett prosent hvert år. De kontrollerbare kostnadene utgjør mellom 25 og 50 prosent av inntektsbegrensningen til de svenske gassdistribusjonsselskapene. Effektiviseringskravet gjør med andre ord at tillatt inntekt reduseres med mellom 0,25 og 0,5 prosent hvert år avhengig av selskap. Årsaken til at man har valgt et slikt generelt effektiviseringskrav fremfor mer selskapsespesifikke krav, er at antallet nettverksoperatører er relativt lavt. Med få sammenlignbare operatører er andre effektiviseringsordninger som for eksempel benchmarking i praksis ikke mulig å implementere.

Gjennom dybdeintervjuer vi har gjennomført i forbindelse med studien har det blitt avdekket at dagens forslag til reguleringsmodell ikke i tilstrekkelig grad gir insentiver for kostnadseffektivisering selv med det generelle effektivitetskravet. Intervjuobjektene begrunner dette med at de ved å drive mer kostnadseffektivt vil få en tilsvarende lavere inntektsramme i neste periode, ettersom fremtidig inntektsramme er basert på historiske kostnader.

Myndighetene regulerer ikke gassdistributørens tariffstruktur. Gassdistributørene står dermed fritt til å ta den tariffen de ønsker, fra de kundene de ønsker, og i det året de ønsker, så lenge total inntekt i reguleringsperioden ikke overstiger den fastsatte inntektsbegrensningen. I tillegg må tariffene distributørene setter være ikke-diskriminerende, transparente og offentlige.

En grunn for denne mindre strikte reguleringen av tariffstruktur er, ifølge aktørene vi har intervjuet, at gassvirksomhet i Sverige er utsatt for relativt tett konkurranse fra andre alternative energikilder, som for eksempel propan og strøm. Gjennom intervjuer har vi avdekket at det ikke er reguleringen som binder prisnivået i Sverige i dag, men prisen på substitutter.

3.5.2 Finland

Finland praktiserer også inntektsbegrensning, men mekanismen i ordningen skiller seg noe fra den i Sverige. Også Finland har en mekanisme for å håndtere mer- og mindreavkastning i tillegg til en insentivordning knyttet til leveransekvallitet.²⁴

I Finland fungerer inntektsbegrensningen slik at man sammenligner et *justert realisert overskudd* med det som anses som *rimelig avkastning*. Den rimelige avkastningen utgjør dermed en inntektsbegrensning. Det justerte

²⁴ I hele det inneværende delkapittelet har vi brukt (CEER, 2021), (AF-Mercados, REF-E and Indra, 2015) og (Energiavirasto, 2022) som kilde.

realiserte overskuddet kalkuleres som selskapets oppnådde overskudd i reguleringsperioden minus det selskapet har brukt på investeringer og innovasjon som tilfredsstiller myndighetenes krav. Hva som anses som rimelig avkastning er basert på verdien av kapitalen som er investert og et fastsatt avkastningskrav.

Bruken av justert realisert overskudd fungerer også som en håndtering av mer- og mindreavkastning. Dersom det justerte realiserte overskuddet er høyere enn hva som er ansett som rimelig avkastning, blir operatøren bedt om å tilbakebetale deler av overskuddet til sluttbrukerne i neste reguleringsperiode. Samtidig får operatører som har hatt lavere resultater mulighet til å tjene tilsvarende mer neste periode.

Den største forskjellen fra den svenske modellen er dermed at gassdistributørens historiske kostnader ikke har påvirkning på hvor mye distributørene får lov til å tjene i de neste reguleringsperiodene. For de finske gassdistributørene er det kun verdien av kapitalen som vil kunne påvirke tillatt inntekt i neste periode.

Dette gjør at selskapene har insentiv til å effektivisere driften og redusere driftskostnadene. Effektivisering av driften vil ikke redusere inntekten selskapet får ta inn i fremtiden så lenge effektiviseringen skjer gjennom investeringer og innovasjon. Skjer det for eksempel kun ved å kutte lønninger vil det gi utslag i høyere justert realisert overskudd, som isolert sett vil føre til at de får ha lavere overskudd i neste periode.

Samtidig er en utfordring med ordningen at det kan gis for høye insentiver til å investere i ny kapital. Dette vil kunne skje på to måter. For det første vil all investering i ny kapital øke kapitalbasen, og dermed den absolutte størrelsen på rimelig avkastning. For det andre vil også investeringsinsentivet, som brukes for å justere oppnådd overskudd, kunne gi for høye insentiver til investering.

Finland har også en insentivordning for kvalitet på TSO-nivå. Denne er basert på et system med kvalitetsbonus som belønner og sanksjonerer aktører basert på ikke-levert gass. Årlig ikke-levert gass blir sammenlignet med referansenivået for den enkelte TSO-en som baserer seg på ikke-levert energi over en periode på åtte år. Hvis aktøren er i den øvre/nedre fjerdedelen av spennet blir aktøren belønnet/sanksjonert.²⁵

Slik som i Sverige regulerer heller ikke myndighetene i Finland tariffstrukturen utover at de skal være ikke-diskriminerende, transparente og offentlige.

3.5.3 Tilgangsregulering i det norske strømmarkedet

Nettselskapene i Norge er, på lik linje med gassdistributørene, naturlige monopoler, og reguleres derfor i dag gjennom en tariffordning fastsatt av RME. Reguleringen er basert på energiloven som har som formål å «[...] sikre at produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte [...]».²⁶

Nettselskapene er regulert basert på en inntektsbegrensning. Inntektsrammen beregnes årlig for hvert selskap, og er sammensatt av et kostnadsgrunnlag og en kostnadsnorm.

Kostnadsgrunnlaget er basert på nettselskapets faktiske kostnader, og blir tillagt en vekt på 40 prosent i beregningen av inntektsrammen. Kostnadsnormen skal derimot gjenspeile kostnadene til et virtuelt selskap som utfører de samme oppgavene som det aktuelle nettselskapet, men som kan anses å være gjennomsnittlig effektivt.²⁷ Reguleringen baseres altså på årlig benchmarking. Kostnadsnormen blir tillagt 60 prosent vekt i

²⁵ (CEER, 2021)

²⁶ (Olje- og energidepartementet, 1991) paragraf 1-2. (Formål)

²⁷ (NVE, 2022)

beregningen av inntektsrammen. Ordningen insentiverer til mer kostnadseffektiv drift ettersom selskaper som er mer effektive enn gjennomsnittet vil få en høyere kostnadsnorm enn kostnadsgrunnlag, og dermed høyere avkastning.

Reguleringsmodellen er gradvis utvidet over tid til å inneholde insentivelementer som går utover insentivene til kostnadseffektivitet gjennom benchmarkingen. To interessante utvidelser er 1) kostnader knyttet til ikke-levert energi (KILE) og 2) kostnader knyttet til forskning og utvikling (FoU).

KILE gir nettselskapene økonomiske insentiver til å levere høyere kvalitet på sine tjenester, i form av færre og mindre langvarige strømbrydd. Fra forskrift om leveringskvalitet § 2-1 følger det et direkte krav om at i forbindelse med avbrudd skal alle kunder få gjenopprettet sin forsyning uten ugrunnet opphold. Gjennom KILE-elementet i innteksreguleringen har nettselskapet i tillegg økonomiske insentiver til å gjenopprette forbindelsen så fort som mulig, samtidig som det ligger inne en motivasjon for nettselskapet til å prioritere kunder hvor den samfunnsøkonomiske kostnaden av avbrudd er vurdert som høyest.

FoU ble innført i inntektsmodellen i 2013. Dette elementet gjør det mulig for nettselskapet å få kostnadsdekning for relevante FoU-godkjente prosjekter tilsvarende 0,3 prosent av avkastningsgrunnlaget til selskapet. Ordningen ble innført for å gi nettselskapene insentiver til å gjennomføre mer usikre investeringer i FoU som kan bidra til at det utvikles effektivere nettløsninger. Nettselskapene har i økende grad tatt dette i bruk, og samlet sett brukte nettselskapene 55 prosent av rammene i 2018.

I strømmarkedet er det sluttbrukeren som tariffes. Tidligere ble sluttbrukeren tariffert basert på forbruk i kWh (energiledd) og et fast månedlig beløp (fastledd). Fra 1. juli 2022 ble det innført en tariffstruktur hvor fastleddet i nettleien nå differensieres etter effekt.²⁸

3.6 Anbefaling: Inntektsbegrensning

Under redegjør vi for våre overordnede anbefalinger for utforming av tariffmodell for regulering av gassdistribusjon i Norge. Anbefalinger knyttet til tariffstrukturen avhenger i stor grad av hvordan man vektlegger kostnadskomponentene som inngår i tariffgrunnlaget og hva som driver kostnadsnivået. Hvordan dette skal hensyntas diskuteres i kapittel 6, etter at vi har gjennomgått hovedkomponentene til vår foreslåtte reguleringsmodell i de påfølgende kapitlene.

Inntektsbegrensning. Vi anbefaler at en regulering av distribusjonsmarkedet for gass skal baseres på en inntektsbegrensning. Inntektsbegrensning er den vanligste reguleringsmodellen for gassdistributører i EØS i dag. Videre brukes inntektsbegrensning som reguleringsmodell i både det finske og det svenske gassmarkedet, og i tillegg også innenfor det norske strømmarkedet. Ved å bruke en veletablert modell reduseres de administrative kostnadene, samtidig som funksjonaliteten kan benchmarkes mot andre nordiske DSO-er. Tilsyn er også enklere å gjennomføre om man «kun» skal etterprøve den samlede inntektsbasen kontra hver enkeltkundes prising. En inntektsbegrensning gir videre større frihet for den regulerte aktøren til å selv sette prisene, innenfor de rammene som inntektsbegrensningen legger. Dette betyr at den regulerte aktøren kan tilpasse sin prissetting avhengig av kundenes betalingsvillighet, noe som kan bidra til å sikre effektiv utnyttelse av rørnett. Med et pristak reduseres denne muligheten. Derfor øker også risikoen for at reguleringen er for rigid hvis man velger et pristak fremfor en inntektsbegrensning. Til sist vil vi også påpeke at en inntektsbegrensning etter vår vurdering

²⁸ (NVE, 2022)

gir mer fleksibilitet med tanke på hvilke kostnadskomponenter som vektlegges i tariffgrunnlaget, noe som kan være viktig for å sikre at reguleringen er ikke-diskriminerende.

Tillatt inntekt fastsettes basert på avkastningskrav og dekning av distribusjonskostnader. Vi anbefaler at den tillatte inntekten fastsettes basert på at den regulerte aktøren skal få dekket sine distribusjonskostnader og en rimelig avkastning på investert kapital. For å gjøre dette må man definere hvilke kostnader som skal dekkes (kostnadsgrunnlaget) og fastsette et rimelig avkastningskrav. Dette vurderer vi i henholdsvis kapittel 4 og 5.

Anbefaler ikke bruk av benchmarking. Vi anbefaler ikke bruk av benchmarking for tilgangsregulering av det norske gassdistribusjonsnettet. Innteksregulering basert på benchmarking virker å være en god måte for å sikre kostnadseffektiv drift for nettselskapene i det norske strømmarkedet. Strukturen i markedet for gassdistribusjon er likevel veldig annerledes enn strukturen innenfor distribusjon av strøm. Der det innenfor strømmarkedet finnes over 100 nettselskaper, finnes det kun to gassnett i Norge som oppfyller størrelseskriteriene for å omfattes av naturgassloven og forskriften om tredjepartsadgang. Det er derfor svært utfordrende å sette opp en modell med benchmarking basert på norske gass-DSOer. Som vi kommer tilbake til i kapittel 4 er det også utfordrende å sammenligne kostnadseffektivitet direkte med utenlandske aktører. Det er mange faktorer som gjør at land kan ha varierende kostnadsnivå for drift og vedlikehold av infrastruktur, for eksempel geografiske forhold, kundesammensetning og hvor mye gass som benyttes av de kundene som er tilknyttet nettet. I tillegg kan forskjellige regulatoriske forhold eller tilgjengelige substitutter også påvirke aktørene. Datagrunnlaget vurderes også som mangelfullt, noe vi blant annet redegjør for i kapittel 4.

Reguleringsperiode på 4-5 år. Vi anbefaler å bruke en reguleringsperiode på 4-5 år. Dette er den vanligste lengden på reguleringsperioder for gass i EØS. Perioden er lang nok for å gi insentiver for effektivisering, men kort nok for tilpasninger til strukturelle og teknologiske endringer i næringen. Reguleringsperioden i det norske strømmarkedet er kun ett år, men ettersom denne baserer seg på årlig benchmarking blir sammenligningen lite relevant.

Mer- og mindreakstning (mer- og mindreinntekt). Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariff, fastsetter at mer- og mindreinntekt skal beregnes for transmisjons-, regional- og distribusjonsnett.²⁹ Som nevnt peker studier på at gassdistribusjon bør avlastes for tilsvarende risiko i deres virksomhet. Naturgassforskriften stadfester at meravkastning *skal* hensyntas, mens mindreakstning *kan* hensyntas. En slik utforming gir imidlertid en skjev risikofordeling for distributør, om eksempelvis volumrisiko ikke hensyntas med hensyn til mindreakstning. Hovedmålsetningen må være at mer- / mindreinntekt som følge av volumvariasjon utjevnes over tid. Vi anbefaler at både mer- og mindreinntekt hensyntas. Med mer- og mindreinntekt mener vi tilfeller der operatørens akkumulerte inntekter i *hele* reguleringsperioden er høyere eller lavere enn tillatt akkumulert inntekt i tilsvarende reguleringsperiode. Vi anbefaler med andre ord ikke at RME følger opp og justerer for mer- og mindreinntekt innad i reguleringsperioden. Vi anbefaler videre at distributøren kun kan justere for eventuell *mindreinntekt* i den påfølgende reguleringsperioden. På denne måten forhindres distributøren i å «samle opp» flere perioder med mindreinntekt. Når det gjelder merinntekt anbefaler vi at det ikke settes noen spesifikke krav til over hvor lang periode distributøren må kompensere sluttbruker for tidligere merinntekt. Vi anbefaler derimot å gjøre som i Sverige og Finland der man forrenter merinntekten med en rente. Vi anbefaler at «skyldig merinntekt» forrentes med en rente tilsvarende avkastningskravet.

²⁹ (Olje- og energidepartementet, 1999), paragraf 7-5.

4 Kostnadsgrunnlag

Vår analyse viser at Gasnor ser ut til å ha et relativt høyt kostnadsnivå sammenlignet med svenske og finske DSO-er, som vi mener er de mest sammenlignbare aktørene i Europa per i dag. Det er spesielt med hensyn til kostnader per rørlengde og uttakspunkt at Gasnor skiller seg ut. Førstnevnte trekkes frem som den viktigste driveren for distribusjonskostnader både i faglitteratur og i intervjuer vi har gjennomført med aktører. Med hensyn til levert energi finner vi at Gasnor ligger om lag på nivå med de DSO-ene vi har sammenlignet med. Gasnors kostnader per enhet energi levert påvirkes imidlertid i stor grad av at Hydros etterspørsel bidrar til høyt volum per kilometer rør, sammenlignet med de øvrige nordiske DSO-ene. Det er særlig Gasnors driftskostnader som virker spesielt høye. Vi har ikke hatt mulighet til å vurdere driftskostnadene i detalj, men våre analyser indikerer at det er et potensial for økt effektivitet i driften av distribusjonsvirksomheten. Vi anbefaler derfor å inkludere et effektiviseringskrav i reguleringsmodellen. Vår analyse av Gasnors regnskapsdata viser også at det er stor variasjon i kostnadene fra år til år. Derfor anbefaler vi å basere kostnadsgrunnlaget på gjennomsnittlige historiske kostnader over flere (fire til fem) år i stedet for bare ett år slik som foreslått av RME og Gasnor i dag. Kapitalkostnader utgjør også en stor andel av totale kostnader. Dette er derimot kostnader som i mindre grad er mulig å effektivisere ettersom de er avhengige av kapitalbase, avkastningskrav og avskrivningsperiode. Dette er diskutert mer i detalj i kapittel 5 og 4.1.

Kostnadsgrunnlaget er helt sentralt for å sikre rasjonell utvikling av infrastrukturvirksomhet som er regulert via enten pristak- eller inntektsbegrensingsmodeller. Kostnadsgrunnlaget påvirker hvilke priser sluttbrukerne må betale for distribusjon av naturgass, samt konkurransesituasjon med tredjepartsaktører. Settes det for høyt vil man komme i en situasjon som gjør det ulønnsomt for tilgangskjøpere med tilstrekkelig betalingsvillighet til å entre markedet. Hvis kostnadsgrunnlaget overstiger faktiske kostnader, blir det også utfordrende for tredjepartsaktører å tre inn i markedet om DSO-en i markedet både er distributør og detaljist. Sistnevnte følger av at detaljisten selv velger hvilken pris de selger gassen for. På den andre siden vil en kostnadsbasert tariff som settes for lavt kunne gjøre det ulønnsomt for systemoperatøren å opprettholde drift, samt gjennomføre investeringer som er lønnsomme fra et samfunnsøkonomisk perspektiv. Norske gassdistributører har i utgangspunktet svake insentiver til å begrense virksomhetenes kostnader, noe som forsterkes av at de konkurransesettes på detaljistsiden. I dagens forslag til reguleringsmodell er det hovedsakelig «utsidemulighetene» for de viktigste kundene som begrenser mulighetsrommet med hensyn til distribusjonsprisen. For å sørge for at sluttbrukerne ikke betaler urimelig høye priser er det nødvendig at man legger til grunn et kostnadsgrunnlag som reflekterer reelle kostnader og gir insentiver til effektivisering over tid.

I dette kapitlet vurderer vi kostnadene som legger grunnlaget for tariffen foreslått av RME. Dette gjør vi med utgangspunkt i en komparativ analyse med ti DSO-er i Sverige og Finland. Vi har valgt å fokusere på disse landene fordi vi i analysearbeidet har observert en betydelig heterogenitet med hensyn til kostnadsrapportering, -inndeling og -nivå, drevet av virksomhetens størrelse, geografi/krav og kundesammensetning. Enkelte av de finske og svenske DSO-ene har imidlertid likhetstrekk med Gasnor og gjør det mulig å gjøre en komparativ vurdering av de viktigste kostnadsparameterne i reguleringen. Vi presenterer først hvilke kostnadselementer som dominerer i tariffberegningen for DSO-er i andre land. Deretter diskuterer vi i delkapittel 4.2 Gasnors kostnadsgrunnlag. I delkapittel 4.3 sammenligner vi Gasnors kostnader med de utvalgte DSO-ene i Sverige og Finland. Dette gjør vi både deskriptivt og gjennom en regresjonsanalyse for å identifisere de viktigste kostnadsdriverne. Vi har også gjennomgått relevant litteratur og gjennomført intervjuer med svenske og finske

regulatorer, samt to norske DSO-er. I delkapittel 4.3.4 drøfter vi til slutt de ulike kostnadspostene i Gasnors budsjett for 2022 og regnskap for 2021.

4.1 Kostnadskategorier og kostnadsdrivere

De viktigste innsatsfaktorene i et gassdistribusjonsnettverk er selve rørrnettverket med tilhørende måle- og reguleringsutstyr. Kostnadsstrukturen i gassdistribusjonsselskaper kjennetegnes derfor ved at faste kostnader og investeringskostnader utgjør en stor andel av de totale kostnadene, mens variable kostnader er lave. Den viktigste kostnadsdriveren er lengde på rørrnett. Rørkapasitet (maksimalt volum) og antall uttakspunkter på nettet påvirker også investeringskostnader, men i mye mindre grad enn rørlengde. Ifølge kostnadsstudier (CEER, 2018; Schoots, Rivera-Tinoco, Verbong, & Van der Zwaan, 2011; Parker, 2004) øker investeringskostnader omkring lineært i rørlengde og i rørdiameter. Samtidig øker rørkapasitet (maksimalt volum) kvadratisk med diameter, noe som betyr at for eksempel tredobling av rørlengde fører til dobling av kostnader, mens dobling av volum fører til at kostnader bare øker med 73 prosent. Betydningen av lengden som den viktigste kostnadsdriveren ble også bekreftet av våre intervjuobjekter. Antall uttakspunkter er viktig ettersom hvert ekstra uttakspunkt krever ekstra installasjon av blant annet målere.

Regnskapsmessig deles kostnadene som legges til grunn ved beregning av tariff for distributører av naturgass hovedsakelig inn i tre kategorier: driftskostnader, kapitalkostnader og avskrivninger. I tillegg inkluderes kostnader DSO-er har i forbindelse med tilkobling til transmisjonsnett og balansering.

Driftskostnader inkluderer hovedsakelig lønn, materialer, vedlikeholdskostnader, administrative kostnader og energikostnader. Til forskjell fra vanlig regnskapspraksis inkluderer altså ikke denne posten avskrivninger. Dette skiller seg også fra definisjonen av driftskostnader brukt i kapittel 3.2.2 hvor driftskostnadene også inkluderer avskrivninger.

Med **kapitalkostnader** menes i denne sammenheng rimelig absolutt avkastning på investert kapital. Dette er altså kostnader som ikke regnskapsføres, men som inkluderes i tarifferingen for å sikre at DSO-ene får rimelig avkastning på kapitalen. Kapitalkostnadene kalkuleres som produktet av kapitalbasen og et fastsatt avkastningskrav. Verdsettelsen av kapitalbasen som legges til grunn i beregningen av kapitalkostnader varierer mellom landene. Verdsettelsen varierer både ved at det er forskjell i hvilke eiendeler som inkluderes i kapitalbasen, og hvilke verdsettingsprinsipper som legges til grunn. Vanligvis inkluderes eiendeler som anleggsmidler, arbeidskapital og pågående konstruksjon. Eksempler på anleggsmidler er rør, tomter og bygninger, motorkjøretøyer, møbler, kontorutstyr, datamaskiner, inventar og anlegg og maskiner. Med arbeidskapital menes derimot selskapets disponible likviditet etter at alle bokførte kortsiktige gjeldsforpliktelser er gjort opp og alle bokførte kortsiktige fordringer er krevd inn (omløpsmidler) (Skarbøvig, 2022). En undersøkelse gjennomført av CEER viser til at bare en tredjedel av alle land i EØS inkluderer arbeidskapital i kapitalbasen (CEER, 2021).

Eiendeler under bygging er en spesiell form for materielle eiendeler. De vises vanligvis som en egen balansepost og krever derfor en separat kontofastsettelse i sine aktivaklasser. Samme CEER-undersøkelse viser til at rundt halvparten av alle land i EØS inkluderer eiendeler under bygging i kapitalbasen (CEER, 2021).

Ifølge forslaget til regulering i Norge defineres kapitalbasen som bokførte verdier av anleggsmasse, pluss ett prosent tillegg for arbeidskapital. Hvordan avkastningskravet fastsettes er beskrevet i mer detalj i kapittel 5.

Avskrivningskostnader bestemmes av to ting: verdien av kapitalbasen som skal avskrives, og avskrivningsmetoden som benyttes. I samtlige av de kartlagte landene benyttes lineær avskrivning som avskrivningsmetode. Med dette menes at investeringene avskrives med et likt beløp hvert år. Dette beløpet er avhengig av

investeringens anskaffelseskostnad og økonomisk levetid. Hvilken økonomisk levetid som legges til grunn varierer derimot mellom de ulike komponentene som inngår i nettverket.

Det er spesielt interessant å se hvilken økonomisk levetid landene legger til grunn for gassrørledninger, ettersom dette utgjør den største delen av nettverkens kapitalbase. Ti av de kartlagte landene har oppgitt dette, hvorav ni land legger til grunn en levetid i intervallet 25-60 år. Seks av landene har oppgitt en forventet økonomisk levetid på mellom 40 og 50 år. Sverige skiller seg markant ut ved at de har en forventet økonomisk levetid på 90 år for gassrørledninger. Dette er basert på resultater av analyse publisert av de svenske energimyndighetene og et vektet gjennomsnitt av den økonomiske levetiden på de ulike typene rør som inngår i distribusjonsnettverket.³⁰ Til sammenligning legger Gasnor til grunn en levetid på 50 år for sine rør, noe som må sies å være konsistent med eksisterende praksis på kontinentet.

Kostnadsgrunnlaget kan også inkludere tilkoblingskostnader og balanseringskostnader. Det førstnevnte dekker kostnader knyttet til å overføre gass via transmisjonsnett. I de fleste land frakter DSO-er gass fra et transmisjonsnett. I Norge finnes det derimot ikke slike transmisjonsnett. Denne kostnadsposten er derfor ikke relevant for denne analysen. Norske distributører av naturgass er direkte knyttet til oppstrømsnettet. En konsekvens av dette er at norske distributører av naturgass må utføre enkelte oppgaver som i andre land er pålagt eierne av transmisjonsnettet, herunder balansering av nettet. Balansering er beskrevet i detalj i delkapittel 2.3.4. Eksempler på slike oppgaver er å sørge for balanse i nettet, og kapasitetsallokering. Dette er oppgaver som medfører ekstra kostnader for norske distributører av naturgass.

4.2 Gasnors kostnadsgrunnlag

Tabell 1 viser hvilke kostnader RME har lagt til grunn i forslag til fastsettelse av tariff i 2022. Kostnadene er basert på Gasnor sine budsjetterte kostnader. Med unntak av avkastningskravet er alle størrelsene identiske med de Gasnor selv foreslo.

Tabell 1: Kostnader lagt til grunn i forslag til fastsettelse av tariff for 2022. Kilde: RME

Kostnadspost	Beløp, norske kroner	Andel av totale kostnader
Lønnskostnader	9 733 281	27,8 %
Drift og vedlikehold	10 640 000	30,4 %
Balanseansvar	1 848 167	5,3 %
Sum driftskostnader	22 221 448	63,5 %
Avskrivninger	4 216 706	12 %
Kapitalkostnader	8 581 058	24,5 %
- Bokførte verdier av anleggsmasse, pluss ett prosent tillegg for arbeidskapital	103 261 826	
- Avkastningskrav	8 %	
Totalt kostnadsgrunnlag	35 019 212	
Budsjettert volum, kWh	412 884 000	
Tariff (kroner per kWh)	0,0848	

³⁰ [Ei R2022:01 Reglering av el- og gassnåtsverksamhet Avskrivningstider i regleringen for naturgasforetak - PDF Gratis nedladdning \(docplayer.se\)](#)

Totale kostnader lagt til grunn utgjør 35 millioner kroner. Driftskostnader er den største kostnadsposten, og utgjør nesten to tredjedeler av alle kostnader. Balanseansvar, som i Gasnors forslag telles som driftskostnader, utgjør rundt fem prosent av totale kostnader. Rundt en fjerdedel av totale kostnader er kapitalkostnader og en åttendedel er avskrivninger.

Totalt gir kostnadsgrunnlaget og det budsjetterte volumet en tariff på 0,0848 kroner per kWh gass i 2022. I driftskostnadene inngår blant annet lønn til de ansatte, vedlikeholdskostnader og konsulenthonorarer. Driftskostnadene prisjusteres årlig med forventet lønnsvekst. Dette fører til at den fastsatte tariffen øker over tid innad i tariffperioden. Avskrivningene er derimot beregnet basert på Gasnor sine bokførte verdier av anleggsmassen og en levetid på 50 år. RME opplyser at de både vil vurdere avskrivningsgrunnlaget og levetiden som legges til grunn frem mot neste tariffperiode.

Som nevnt valgte RME å ikke godkjenne Gasnor sitt forslag til avkastningskrav. Hvordan RME sitt forslag til avkastningskrav skiller seg fra Gasnor sitt forslag er beskrevet i mer detalj i kapittel 5.

4.3 Gasnor sammenlignet med DSOer i Sverige og Finland

I dette delkapittelet vil vi sammenligne kostnadsgrunnlaget som inngår i tariffen foreslått av RME (beskrevet i kapittel 4.2) med kostnadene i svenske og finske gassdistribusjonsselskaper. En viktig forskjell her er at kostnadsgrunnlaget til de svenske og finske DSO-ene er basert på regnskapsførte kostnader i tidligere år, mens kostnadsgrunnlaget RME legger til grunn i forslaget er Gasnor sine *budsjetterte* kostnader. Generelt ser kostnadene til Gasnor ut å være relativt høye når vi fordeler kostnadene per kilometer rørnett og antall uttakspunkter. Fordeler vi kostnadene per enhet gass levert er kostnadsnivået til Gasnor derimot lavere enn gjennomsnittet.

4.3.1 Karakteristika ved de ulike selskapene

For å presentere Gasnors kostnadsgrunnlag i et komparativt perspektiv har vi samlet data om kostnader til seks svenske og fire finske DSO-er. De svenske kostnadsdataene er hentet fra Energimarknadsinspektionens nettsider, mens kostnadene for de finske selskapene er innhentet av AFRY fra de finske energimyndighetene.³¹ Følgende selskaper ble inkludert i analysen (i parentes står forkortelse som brukes i figurer og tabeller nedenfor):

- Göteborg Energi Gasnät AB (DSO 1 (SE))
- Kraftringen Nät AB (DSO 2 (SE))
- Gasnätet Stockholm AB (DSO 3 (SE))
- Varberg Energi AB (DSO 4 (SE))
- Weum Gas Sverige (DSO 5 (SE))
- Öresundskraft AB (DSO 6 (SE))
- Auris Kaasunjakelu Oy (DSO 1 (FI))
- Haminan Energia Oy (DSO 2 (FI))
- Lappeenrannan Energiaverkot Oy (DSO 3 (FI))
- Loimua Oy (DSO 4 (FI))

³¹ Kostnader i analysen (både kostnadene for de svenske og finske selskapene) er fra 2020 oppgitt i 2021-tall. For å konvertere kostnader fra SEK og NOK til euro har vi benyttet gjennomsnittlige eurokurs for 2021, hentet fra ECB.

For å bedre kunne sammenligne kostnadene på tvers av selskapene er det nyttig å først redegjøre for ulike karakteristika ved selskapene. Tabell 2 viser henholdsvis lengden på rørrnett, årlig volum gass levert på nettet, og antall uttakspunkter for de forskjellige selskapene. Som vi ser varierer det stort mellom selskapene hvor langt rørrnettverk de har, hvor mye gass de leverer i året, og hvor mange uttakspunkter som er på nettverket. Av tabellen ser vi at Gasnor generelt har relativt få uttakspunkt per kilometer rørrnett. Samtidig ser vi at de har relativt stort volum per kilometer rørrnett, noe som blant annet skyldes det store gassforbruket til Hydro relativt til total lengde. Disse karakteristikkene gjør det utfordrende å sammenligne kostnadene til Gasnor direkte med enkeltsselskap. Når man ser de i sammenheng, kan man imidlertid trekke noen indikative konklusjoner basert på variasjonen over de ulike kostnadsparametrene. Spesielt relevant er det å se på kostnader per rørlengde ettersom dette er identifisert som en helt sentral kostnadsdriver i litteratur og av Gasnor selv.

Tabell 2: Antall kilometer rørrnett, årlig volum og antall uttakspunkter i rørrnettverkene til Gasnor og svenske og finske DSO-er. Kilde: RME, Energimarknadsinspektionen, AFRY

	Gasnor	DSO 1 (SE)	DSO 2 (SE)	DSO 3 (SE)	DSO 4 (SE)	DSO 5 (SE)	DSO 6 (SE)	DSO 1 (FI)	DSO 2 (FI)	DSO 3 (FI)	DSO 4 (FI)
Lengde på rørrnett (km)	120	291	182	552	66	1926	291	267,1	237,6	106,6	143,2
Volum (GWh levert per år)	412,9	2502,9	244,4	198,2	36,9	4887,9	737,8	829,2	229,6	160,0	158,5
Antall uttakspunkter	990	8 250	1 934	63 100	225	23 958	2 150	23 648	889	563	333

4.3.2 Sammenligning av kostnader

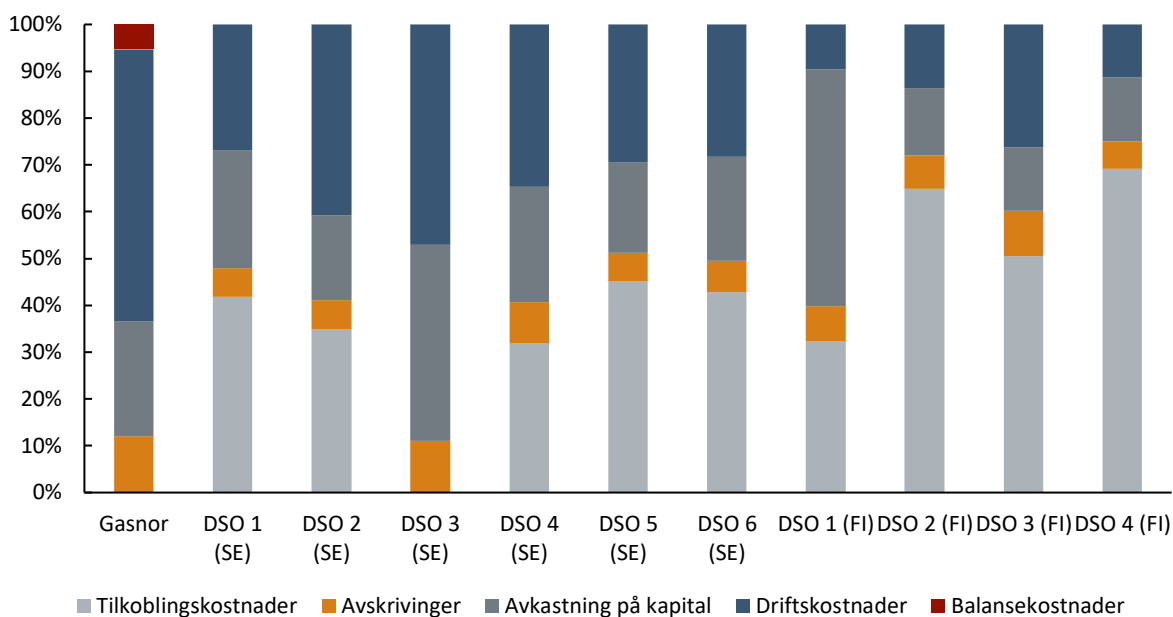
Generelt om kostnadene til svenske og finske gassdistribusjonsselskaper

Kostnadene til de svenske og finske gassdistribusjonsselskapene kan i hovedsak deles inn i fire kategorier: driftskostnader, avskrivninger, kapitalkostnader (avkastning på kapital) og tilkoblingskostnader. Sistnevnte er primært kostnader forbundet med at distributørene må betale en avgift til eierne av transmisjonsnett. Dette er kostnader Gasnor ikke har ettersom de ikke er tilkoblet et transmisjonsnett.

Grafen under viser kostnadssammensetningen i de ulike selskapene. Vi ser at driftskostnader utgjør en relativt høy andel av totale kostnader i Gasnor sammenlignet med de svenske og finske selskapene. For Gasnor utgjør driftskostnader omtrent 60 prosent av totale kostnader, mens det for de svenske og finske selskapene utgjør 27 prosent i gjennomsnitt. Med unntak av Gasnätet Stockholm AB (DSO 3) i Sverige, et gassnett koblet til en LNG-terminal, ser vi også at tilkoblingskostnadene utgjør en stor del av de totale kostnadene for alle de svenske og finske selskapene.³²

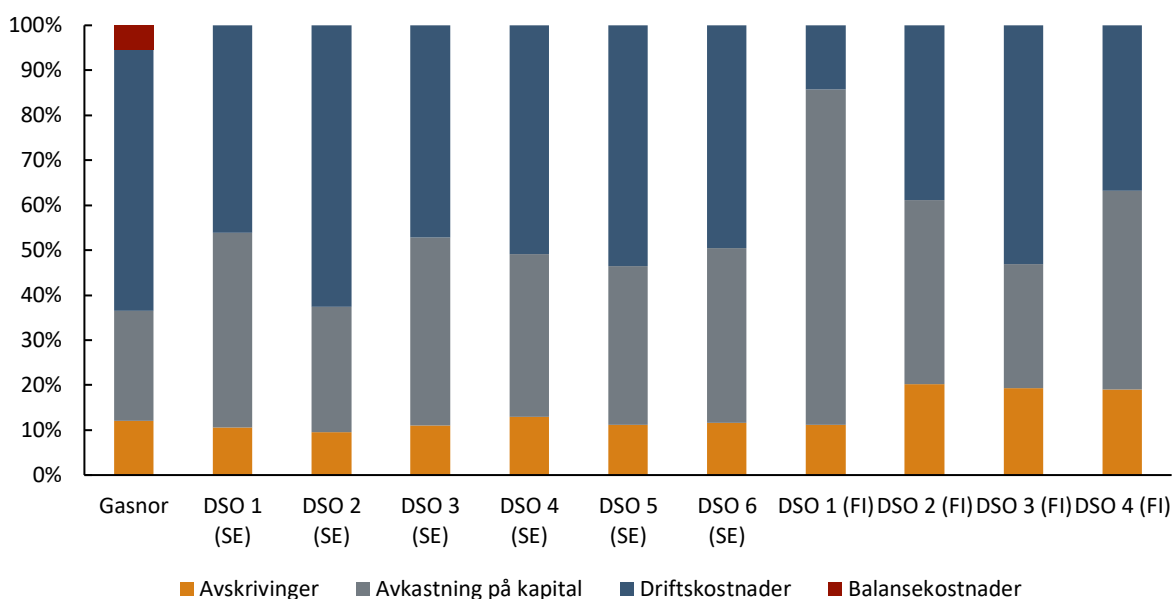
³² Dette er selskapet Gasnätet Stockholm AB som ikke er tilkoblet et transmisjonsnett.

Figur 6: De ulike gassdistribusjonsselskaperens kostnadssammensetning. Kilde: RME, Energimarknadsinspektionen, AFRY



Holder vi tilkoblingskostnader utenfor ser vi av Figur 7 at driftskostnader utgjør en større andel av de totale kostnadene også i Sverige og Finland, men andelen på 45 prosent er fortsatt noe lavere enn i Gasnor. Samtidig ser vi at avskrivninger utgjør omtrent lik andel av de totale kostnadene i alle landene. Kostnader forbundet med avkastning på kapital utgjør derimot en relativt liten andel av de totale kostnadene for Gasnor sammenlignet med de andre selskapene.

Figur 7: De ulike gassdistribusjonsselskaperens kostnadssammensetning uten tilkoblingskostnader. Kilde: RME, Energimarknadsinspektionen, AFRY



I motsetning til selskapene i Sverige og Finland har Gasnor skilt ut kostnader forbundet med balanseringsansvar som en egen kostnadspost. I Sverige ligger dette balanseringsansvaret hos kun noen få utvalgte aktører. Kostnadene disse selskapene har i forbindelse med balanseringsansvaret fordeles likt mellom alle aktørene i

markedet. Dette innebærer at selskaper som ikke har balanseringsansvar betaler en fast avgift til selskapene med balanseringsansvar. Disse kostnadene inngår som en del av driftskostnadene til selskapene. I Finland ligger balanseringsansvaret derimot hos operatørene av transmisjonsnett. Kostnadene forbundet med balanseringsansvaret er dermed en del av tilkoblingskostnadene som gassdistributørene betaler til eierne av transmisjonsnett.

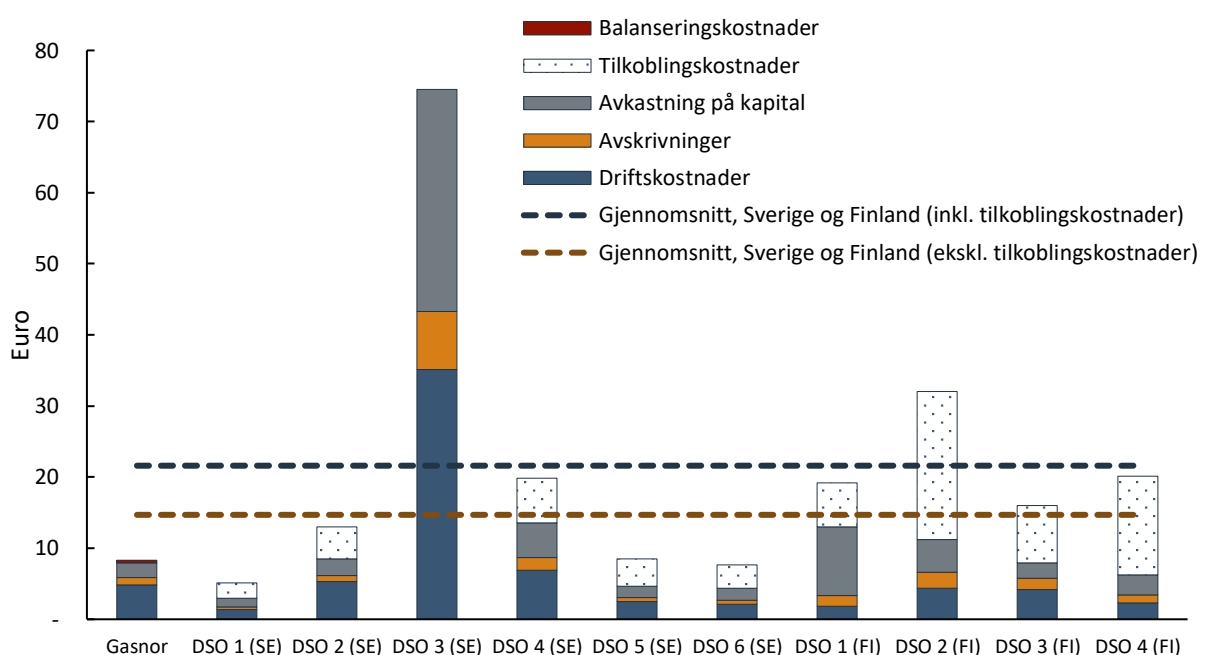
Sammenligning av kostnader, fordelt per enhet energi levert

I reguleringen som RME har foreslått fordeles Gasnors kostnader per enhet energi levert. Grafen under viser Gasnor og de svenske og finske selskapenes totale kostnader fordelt på antall MWh energi levert. Gasnor har totalt kostnader på 8,35 euro per MWh gass, mens gjennomsnittet i Sverige og Finland inkludert tilkoblingskostnader er 21,6 EUR/MWh. Gjennomsnittet ekskludert tilkoblingskostnader er på sin side 14,7 EUR/MWh. Med andre ord er Gasnor sine kostnader lavere enn gjennomsnittlige kostnader for svenske og finske selskaper målt per enhet energi levert.

Når det er sagt er det tydelig at DSO 3 i Sverige (Gasnätet Stockholm AB) drar opp de gjennomsnittlige kostnadene i Sverige og Finland. Kostnadene per enhet energi levert i dette nettet er spesielt høyt ettersom kundene i nettet primært er husholdninger med lavt gassforbruk. Vektet etter volum er gjennomsnittskostnadene i Sverige og Finland 9,78 EUR/MWh.

Årsaken til at Gasnor fremstår som relativt kostnadseffektive når vi fordeler kostnadene per enhet energi levert er at Gasnor har nest høyest volum per kilometer rørnett av alle selskapene. Dette kommer av at Hydro alene konsumerer en stor mengde gass hvert år. Når mengden rørnett er den største kostnadsdriveren gjør dette at kostnad per enhet gass blir relativt lav. For den komparative *kostnads*analysen er rørlengde derfor mer relevant som utgangspunkt for den videre diskusjonen. Det er i denne sammenheng også viktig å påpeke at majoriteten av Gasnors nett ligger «bak» Hydro.

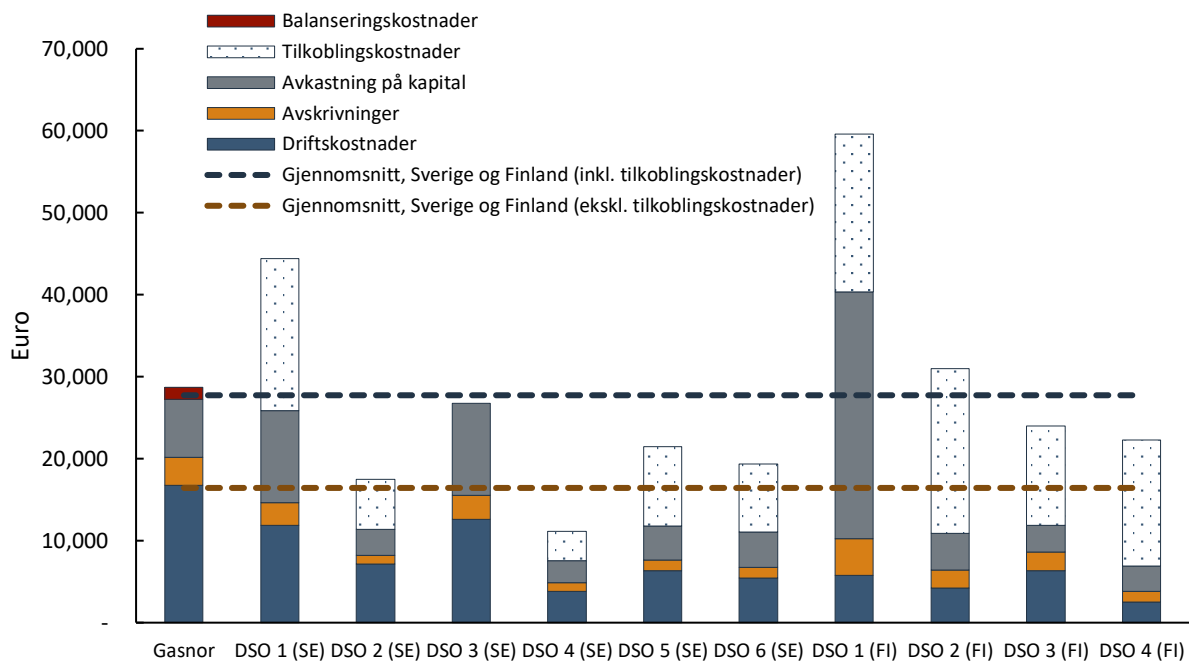
Figur 8: Kostnader (euro per MWh gass) i Gasnor og svenske og finske gassdistribusjonsselskaper. Kilde: RME, Energimarknadsinspektionen, AFRY



Sammenligning av kostnader, fordelt per kilometer rørnett

Fordeler vi kostnadene per kilometer rørnett, som er den viktigste driveren for det totale kostnadsnivået, ser vi derimot at Gasnor sine kostnader virker relativt høye sammenlignet med de svenske og finske selskapene. Gasnor har en kostnad på 28 723 euro per kilometer rørnett, mens gjennomsnittet i Sverige og Finland ligger på 27 700 euro/kilometer rørnett når vi inkluderer tilkoblingskostnader. Ekskluderer man tilkoblingskostnadene er derimot gjennomsnittskostnaden 16 400 euro per kilometer rørnett. Vi ser av grafen at det er særlig de høye driftskostnadene som trekker opp kostnadene til Gasnor. Gjennomsnitt av driftskostnader per kilometer rørnett hos svenske og finske selskap er 6 600 euro eller 60 prosent lavere enn Gasnors driftskostnader.

Figur 9: Kostnader (euro per kilometer rørnett) i Gasnor og svenske og finske gassdistribusjonsselskaper. Kilde: RME, Energimarknadsinspektionen, AFRY

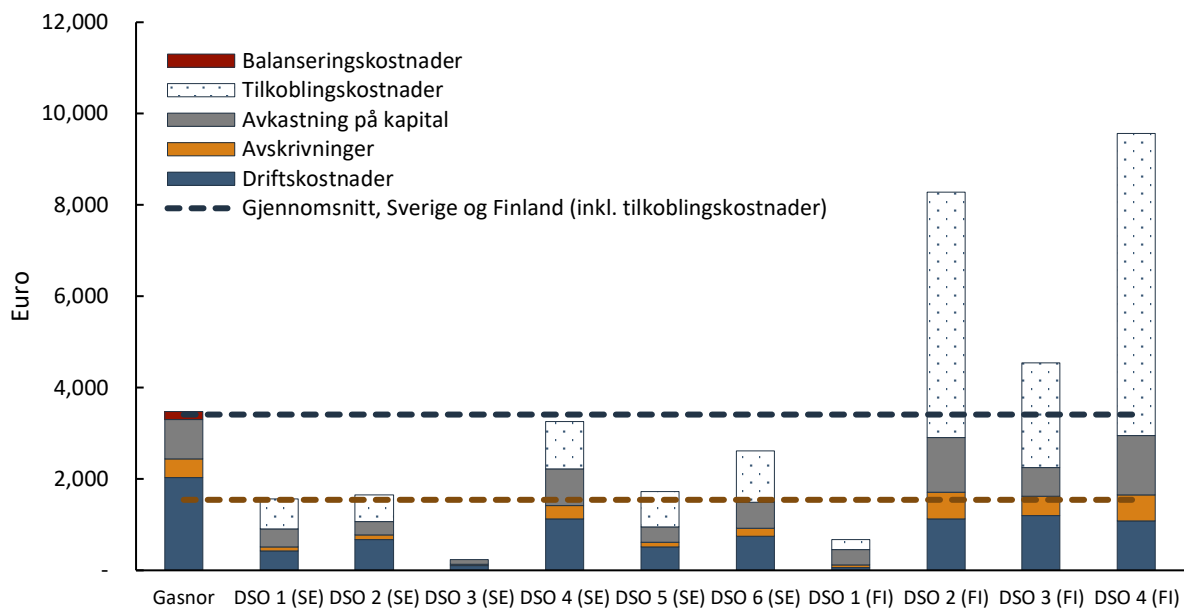


Sammenligning av kostnader, fordelt per uttakspunkt

Fordeler vi kostnadene til Gasnor og de svenske og finske selskapene per uttakspunkt, ser vi at Gasnor også her har kostnader over gjennomsnittet i Sverige og Finland. Dette gjelder både når man inkluderer tilkoblingskostnader og ikke. Fordelt per uttakspunkt har Gasnor en kostnad på 3 480 euro, mens gjennomsnittet i Sverige og Finland ligger på 3 410 euro, inkludert tilkoblingskostnader. Ekskludert tilkoblingskostnader er gjennomsnittet på 1 540 euro per uttakspunkt.

En medvirkende årsak til at Gasnor later til å ha høye kostnader når vi fordeler kostnadene per uttakspunkt er at selskapet har relativt få uttakspunkter gitt lengden på rørnett. Ettersom mengden rørnett er en stor kostnadsdriver, gjør dette at kostnad per uttakspunkt blir relativt høyt.

Figur 10: Kostnader (euro per uttakspunkt) i Gasnor og svenske og finske gassdistribusjonsselskaper. Kilde: RME, Energimarknadsinspektionen, AFRY



4.3.3 Regresjonsmodell for kostnadsdrivere

Selv om den komparative analysen over indikerer at Gasnor har et, relativt sett, høyt kostnadsnivå sammenlignet med de finske og svenske DSO-ene, er det utfordrende å trekke eksplisitte konklusjoner med hensyn til kostnadsgrunnlaget direkte basert på dette. Selv om rørlengde trekkes frem som den viktigste kostnadsdriveren, ser vi betydelig variasjon med hensyn til de øvrige parameterne.

En måte å sammenligne kostnadsgrunnlaget samtidig som man tar hensyn til nettverkens karakteristika, er å benytte seg av regresjonsanalyse. Vi har derfor konstruert en lineær regresjonsmodell basert på data om karakteristika og kostnader ved de ulike DSO-ene i Sverige og Finland. Modellen viser hvordan rørlengde, mengde energi levert og antall uttak i gjennomsnitt påvirker kostnadene i de ulike DSO-ene. Dette gjør at vi kan konstruere et kontrafaktisk distribusjonsnett med Gasnors karakteristika, og se hvordan kostnadsnivået i et slikt nett vil være dersom man legger gjennomsnittlige kostnader per kilometer rørnett, enhet energi levert, og uttakspunkt til grunn. Formelt sett gjennomfører vi en regresjonsanalyse der vi analyserer årlige kostnader som en lineær funksjon av lengde på rørnett, volum energi levert per år og antall uttakspunkter. Modellen er presentert nedenfor.

$$\text{Kostnader} = \alpha * \text{lengde} + \beta * \text{volum} + \gamma * \text{antall uttak}$$

Tabell 3 oppsummerer regresjonsresultatene. I kolonne (1) viser vi at totale årlige kostnader (inkludert tilkoblingskostnader) hos de ti svenske og finske DSO-ene i gjennomsnitt øker med 12 680 EUR per km rørnett, 3,01 EUR per MWh energi levert og 110 EUR per kunde. Gitt disse størrelsene ville et rørnettverk med Gasnors karakteristika hatt årlige kostnader på 2 872 858 EUR. Dette er 17 prosent lavere enn Gasnors faktiske kostnader.

I kolonne (2) viser vi resultatet av modellen dersom vi bruker kostnader ekskludert tilkoblingskostnader som avhengig variabel. Av tabellen fremkommer det at én ekstra kilometer rørnett, én ekstra enhet gass levert, og et ekstra uttakspunkt vil øke totale kostnader med henholdsvis 6 440 EUR, 1,34 EUR og 154 EUR, alt annet likt. Gitt

disse kostnadene ville et rørnettverk med Gasnor sine karakteristika hatt en årlig total kostnad på 1 478 200 EUR. Dette er 57 prosent lavere enn Gasnors faktiske kostnader.

I den tredje og siste kolonnen viser vi resultatene fra modellen dersom vi kun bruker driftskostnader som avhengig variabel. Som vi ser er gjennomsnittlige driftskostnader 4 213 EUR per km rørnett, 0,51 EUR per MWh gass og 64 EUR per uttakspunkt. Legger vi disse størrelsene til grunn, ville et rørnettverk med Gasnors karakteristika hatt årlige totale driftskostnader på 779 366 EUR. Dette er 64 prosent lavere enn Gasnors faktiske driftskostnader inkludert balanseringskostnader. Ekskludert balanseringskostnader er predikerte driftskostnader 61 prosent lavere enn Gasnors faktiske kostnader. Det er akkurat på det samme nivået som forskjell i driftskostnader per kilometer rørnett mellom Gasnor og andre selskaper presentert i Figur 9.

Tabell 3: Regresjonsmodell for kostnadsdrivere

	Totale kostnader (1)	Uten tilkoblingskostnader (2)	Driftskostnader (3)
Lengde på rørnett (km)	12 680	6 440	4 213
Volum (MWh levert per år)	3,01	1,34	0,51
Antall uttakspunkter	110	154	64
R2	1,00	0,98	0,99
Estimerte kostnader	2 872 858	1 478 200	779 366
R2	1,00	0,98	0,99

Regresjonsanalysen antyder med andre ord at Gasnors driftskostnader er relativt høye i forhold til kostnadene i de utvalgte DSO-ene i Finland og Sverige. Dette underbygger analysen tidligere i kapitlet. Modellen gir særlig støtte til observasjonene i Figur 9 som viser at Gasnors kostnader med hensyn til rørlengde, som både Gasnor og litteraturen peker på som den viktigste driveren for det totale kostnadsnivået, er betydelig høyere enn gjennomsnittet i Sverige og Finland. Resultatet bør derimot tolkes med forsiktighet ettersom vi kun har ti utenlandske DSO-er å sammenligne med, og det er svært stor variasjon i karakteristikaene til de ulike DSO-ene i sammenligningsgrunnlaget.

4.3.4 Analyse av Gasnors regnskapsdata

I arbeidet med rapporten fikk vi tilgang til revisorgodkjent avdelingsregnskap for 2021 for gassdistribusjonsvirksomheten til Gasnor. I tillegg fikk vi tilgang til Gasnor sine budsjetterte kostnader for 2022 på et mer detaljert nivå enn det som fremkommer av forslaget til tariff. Disse kostnadene er grunnlaget for de foreslåtte tariffene. Videre fikk vi en detaljert oversikt over hvilke eiendeler som inngår i kapitalbasen til Gasnor, og hvilke avskrivningstider selskapet legger til grunn for de ulike eiendelene. I analysen av disse dataene så vi på ting. Det ene var å identifisere hvilke kostnadsposter som så særlig høye ut. Dette er derimot en vanskelig øvelse ettersom vi ikke har andre selskaper å sammenligne med på et så detaljert kostnadsnivå. Det andre vi gjorde var å identifisere hvilke kostnadsposter i budsjettet som avviker særlig fra regnskapstallene for 2021. Deretter spurte vi Gasnor direkte om disse funnene, hvorpå de kom med begrunnelse for de ulike postene og avvikene. Vurdering av avviket mellom regnskapsførte og budsjetterte kostnader er særlig viktig med hensyn til etablering av en ny kostnadsbasert reguleringsmodell, ettersom kostnadsgrunnlaget vil danne grunnlaget for nivået på tariffene fremover i tid.

Kostnadsposter som skiller seg ut i regnskapsåret

I analysen la vi særlig merke til at 25 prosent av alle årsverk er dedikert til HMS og regnskap, noe vi synes virker noe høyt. Som en del av et større selskap er det naturlig å tro at det for eksempel ikke er behov for en egen dedikert regnskapsfører på avdelingsnivå. Gasnor uttaler derimot at det helt klart er nødvendig med en dedikert regnskapsfører i gassdistribusjonsavdelingen i selskapet. Samtidig uttaler de også at det er nødvendig med en egen HMS-ansvarlig som tar seg av blant annet rapportering. Selskapet sier også at dette er en spesielt viktig stilling i forbindelse med gravinger i nærheten av rørnett. Vi har ikke hatt mulighet til å kvalitetssikre Gasnors vurderinger.

Kostnadsendringer mellom regnskap og budsjett

De budsjetterte kostnadene til Gasnor er 17 prosent høyere enn de regnskapsførte kostnadene for 2021. Gassvolumet Gasnor har budsjettert med for 2022 ligger ifølge selskapet selv tett opp til gjennomsnittlig volum de siste fem årene. I tillegg foreligger det heller ingen informasjon om at selskapet planlegger å investere i ny infrastruktur. Det er derfor interessant at Gasnor har budsjettert med en såpass stor kostnadsøkning fra 2021 til 2022.

De budsjetterte kostnadsøkningene skyldes særlig økninger i vedlikeholdskostnader, strømkostnader og andre drifts- og materialkostnader. Gasnor forklarer selv økningen i vedlikeholdskostnader med at det alltid vil være en stor variasjon i vedlikeholdskostnader fra år til år. Dette belyser et viktig poeng i fastsettelsen av tariffer, nemlig at man ved å kun beregne tariffen basert på ett enkelt regnskapsår ikke vil ta hensyn til ekstremobservasjoner.

Avskrivningstid og verdien av kapitalbasen

Som beskrevet tidligere legger Gasnor til grunn en økonomisk levetid på 50 år for sine rør på nivå med det vi ser er gjeldende praksis på kontinentet. At det er økonomisk og ikke teknisk levetid som legges til grunn virker fornuftig både ut fra et europeisk sammenligningsgrunnlag og et skatte- og investeringsmessig perspektiv. Avskrivninger som avviker fra økonomisk verdifall kan nemlig gi uønskede vridninger i investeringene (Scheel-utvalget, 2014). Bruk av en høyere avskrivningstid enn faktisk økonomisk levetid vil eksempelvis kunne føre til innlåsing av kapital. Med dette menes at selskapet unngår å selge driftsmiddelet, til tross for at salgssummen kan reinvesteres til en høyere avkastning, fordi avskrivningssatsene gjør dette mer lønnsomt. Dette er ikke samfunnsøkonomisk optimalt.

Utover dette har vi ingen særlig grunnlag for å si om en økonomisk levetid på 50 år for det spesifikke anlegget til Gasnor er for høyt eller lavt med utgangspunkt datagrunnlaget vi har tilgang til. Selve verdsettelsen av kapitalbasen er revidert og godkjent av PWC, og vi har heller ikke her grunnlag for å eventuelt overprøve deres revisjon.

4.4 Oppsummering og anbefalinger

Vår analyse viser at Gasnor ser ut til å ha et relativt høyt kostnadsnivå sammenlignet med de svenske og finske selskapene. Hvor mye høyere Gasnor sine kostnader virker å være avhenger av hvorvidt man fordeler kostnadene per enhet energi levert, antall kilometer rørnett eller antall uttakspunkt. Ved bruk av førstnevnte fordelingsnøkkel, som for øvrig er slik man har valgt å fastsette dagens tariff, ser Gasnor sine kostnader ut til å være på nivå med de svenske og finske selskapene. Fordeler man derimot kostnadene per kilometer rørnett eller antall uttakspunkt ser derimot Gasnor sine kostnader relativt høye ut. Både Gasnor og litteraturen vi har sett på peker på rørlengde som den viktigste kostnadsdriveren.

Det er særlig Gasnors driftskostnader som ser relativt høye ut. Dette kan indikere at det er et potensial for økt effektivitet i driften av Gasnor. Vi finner imidlertid ikke grunnlag for å ekskludere noen kostnadsposter fra tariffgrunnlaget. Sammenlignet med de øvrige DSO-ene som inngår i analysen er det kun balansekostnader som avviker, men dette skyldes forskjeller mellom systemene i de respektive landene. Kapitalkostnader utgjør også en stor andel av totale kostnader. Dette er derimot kostnader som i mindre grad er mulig å effektivisere ettersom de er avhengige av kapitalbase, avkastningskrav og avskrivningsperiode. Dette er diskutert mer i detalj i kapittel 5 og 4.1.

Anbefalinger

Kostnadsgrunnlaget bør baseres på gjennomsnittlige historiske kostnader: I vår analyse av regnskapsdata ser vi at de budsjetterte kostnadene for 2022 er betydelig høyere enn faktiske kostnader i 2021. Dette kan skyldes mange grunner, men belyser et viktig poeng i fastsettelsen av tariffen, nemlig at man ved å kun beregne tariffen basert på ett enkelt regnskapsår ikke vil ta hensyn til ekstremobservasjoner. Derfor anbefaler vi å basere kostnadsgrunnlaget på gjennomsnittlige kostnader over lengre tid. Vår analyse av lengde av reguleringsperioden i kapittel 3 indikerer at fire til fem år kan være hensiktsmessig å benytte for en inntektsreguleringsmodell. Tilsvarende periode virker fornuftig også som en periode som gjennomsnittlige kostnader beregnes over (med inflasjonsjustering). Sistnevnte er spesielt viktig ved etableringen av en inntektsbasert regulering, ettersom nivået ved «oppstart» i stor grad er førende for den videre tariffutviklingen.

Det bør inkluderes et generelt effektiviseringskrav: Gasnors relativt høye driftskostnader antyder at det er rom for å øke effektiviteten. Vi anbefaler derfor å etablere en insentivmekanisme slik man blant annet har i Sverige, hvor det er inkludert et effektiviseringskrav i reguleringen. Ifølge den svenske reguleringen reduseres påvirkbare driftskostnader i inntektsrammen med ett prosent hvert år. Påvirkbare driftskostnader er definert som driftskostnader fratrukket skatt og andre avgifter, kostnader for tap i nettet, kostnader for elnett, eiendeler under bygging og tilkoblingskostnader. Påvirkbare kostnader inkluderer heller ikke avskrivning som avgjøres av regnskapsregler og kapitalkostnader som vi diskuterer i detalj i neste kapittel.³³ Hvis vi bruker svensk definisjon av påvirkbare kostnader på Gasnors regnskap, finner vi at mindre enn fem prosent av Gasnors driftskostnader kan klassifiseres som ikke-påvirkbare. Vi har ingen grunnlag for å si noe om hva som er samfunnsøkonomisk optimalt nivå på effektiviseringskravet, men ett prosent effektiviseringskrav som er brukt i Sverige virker ikke vridende gitt Gasnors relativt høye driftskostnader. Utviklingen i kostnader kan med fordel sammenlignes med andre DSO-er, for eksempel i Sverige og Finland, for å informere fremtidige beslutninger om justering av effektivitetskravet over tid. Det kan være fordelaktig å utføre en slik øvelse én gang per reguleringsperiode.

Det bør føres et eget regnskap for detaljistvirksomheten: Ifølge naturgassforskriften skal systemoperatøren i sitt internregnskap føre atskilte regnskaper for virksomhetsområdene transmisjon og distribusjon, og virksomhetene for LNG- og lageranlegg. Forskriften pålegger altså ikke de vertikalt integrerte detaljistene å føre atskilt regnskap for detaljistvirksomheten. Ved å pålegge de vertikalt integrerte detaljistene å også føre atskilt regnskap for detaljistvirksomheten, vil man kunne begrense mulighetene for krysssubsidiering. Dette gjøres for eksempel i Finland. Dette vil igjen kunne føre til at man får et riktigere kostnadsgrunnlag for distribusjonsvirksomheten i fastsettelsen av tariffen.

³³ Bredere definisjoner av påvirkbare kostnader er også mulig. Tema i sitt rapport om Statnetts kostnadsnorm (THEMA, 2020) vurderer at kapitalkostnader (som behandles som ikke-påvirkbare kostnader i Sverige) er påvirkbare i samme grad som vedlikeholdskostnader (som behandles som påvirkbare kostnader).

5 Avkastningskrav

Å fastsette et rimelig avkastningskrav i reguleringsmodellen er viktig for å gi riktige insentiver til investering i gassdistribusjon. I tillegg er avkastningskravet avgjørende for å sikre at brukerne av gassnettverket ikke betaler uforholdsmessig mye for bruk av nettverket, ettersom et høyt avkastningskrav vil gi en høyere tariff. Våre analyser peker mot at avkastningskravet for norske gassdistributører bør fastsettes til mellom 8,94 og 9,43 prosent, om man legger til grunn dagens praksis for regulering av nettinfrastruktur. Dette innebærer at man benytter samme nominelle risikofrie renter som i reguleringen av norske nettselskaper. Størrelsen på intervallet drives av usikkerhet knyttet til egenkapitalbeta og bransjespesifikk kredittpremie. Hvor i intervallet man velger å legge seg vil avhenge av den øvrige reguleringen og en vurdering av risiko knyttet til at avkastningskravet blir for lavt eller for høyt. I arbeidet har vi også utarbeidet et alternativt forslag hvor vi åpner for en justering av de risikofrie rentene. Dette forslaget peker mot et avkastningskrav på mellom 7,32 til 8,70 prosent. Uavhengig av hvilken metodikk man velger å legge til grunn gir våre forslag et høyere avkastningskrav for gassdistribusjon enn strømmettet, noe som er i tråd med analysene vi har gjennomført med hensyn til risikoprofil og dagens praksis i europeiske energisystem.

I dette kapitlet undersøker vi nærmere hva som er et rimelig avkastningskrav for gassdistribusjonsselskaper i Norge. For å definere dette har vi benyttet oss av metodetriangulering. Først har vi i delkapittel 5.2 kartlagt hvordan avkastningskravet beregnes for norske nettselskaper. Dette er viktig, ettersom de eneste parameterne som i prinsippet skal variere mellom avkastningskravet for gass- og strømdistributører er de parameterne som reflekterer investeringenes risikoprofil. Avkastningskravet for norske nettselskaper vil derfor være utgangspunktet for analysen vår, og forslaget vårt til avkastningskrav for norske gassdistributører. Deretter har vi i delkapittel 5.4 kartlagt hvordan avkastningskravet varierer mellom gass- og strømdistributører i EØS. Den viktigste årsaken til at vi har gjort dette, er at det gir oss et empirisk grunnlag for å vurdere forskjellene mellom avkastningskravet for gass- og strømdistributører, samt kartlegge den metodiske tilnærmingen som ligger bak parameterne. Selv om nivåforskjeller mellom land også er interessant som en «benchmark», er relevansen for vårt foreslåtte avkastningskrav begrenset, ettersom parameterne vi har kartlagt er etablert over tid og i stor grad vil påvirkes av økonomiske konjunkturer og utviklingen i finansmarkedene. Denne problemstillingen redegjør vi for underveis. Til slutt har vi i delkapittel 5.5 gjort en kvalitativ risikovurdering av hvordan risikoen i norske gassdistribusjonsselskaper skiller seg fra risikoen i norske nettselskaper og europeiske gassdistribusjonsselskaper. Vi finner at risikoen i norske gassdistribusjonsselskaper er i det øvre sjiktet sammenlignet med risikoen i de andre selskapene. Forskjellen i risiko er størst sammenlignet med norske nettselskaper. Med bakgrunn i kartleggingen og diskusjonen om risiko for norske gassdistributører gir vi i delkapittel 5.6 anbefalinger til hvordan de ulike parameterne i avkastningskravet bør fastsettes. Våre anbefalinger peker mot et avkastningskrav på mellom 8,94 og 9,43 prosent. Dette er forutsatt at man benytter de samme risikofrie rentene som i dagens regulering av norske nettselskaper. Dersom man er åpen for å også endre de risikofrie rentene i reguleringen av nettselskapene foreslår vi at avkastningskravet for gassdistribusjon bør ligge i et intervall på 7,32 til 8,70 prosent.

5.1 Teoretisk grunnlag

5.1.1 Definisjon og betydning

Et avkastningskrav er den avkastningen investoren krever for å være villig til å investere i et gitt prosjekt. I korte trekk bestemmes avkastningskravet av investorens alternativkostnad på investert kapital. Med dette menes at avkastningskravet skal reflektere den avkastningen investoren kan forvente å få i markedet ved å investere i et investeringsobjekt av tilsvarende risiko og tidshorison. En god modell for å beregne avkastningskrav må derfor ta hensyn til både prosjektets risiko og forventet avkastning i markedet.

SYSTEMATISK OG IDIOSYNKRATISK RISIKO

Risiko kan generelt deles inn i to kategorier: idiosynkratisk og systematisk risiko. Idiosynkratisk risiko er risiko forbundet med å investere i et spesifikt prosjekt eller selskap, mens systematisk risiko er risiko som vil påvirke alle selskaper og prosjekter. Hovedforskjellen på disse typene risiko er at en investor kan redusere den idiosynkratiske risikoen ved å diversifisere investeringene sine, mens den systematiske risikoen ikke vil være mulig å redusere gjennom diversifisering. Eksempler på idiosynkratisk risiko kan være risiko for at en særlig dyktig CEO går av, eller at lanseringen av et nytt produkt blir dårlig mottatt av markedet. Eksempel på systematisk risiko vil på den annen side være risiko for makroøkonomiske sjokk eller sjokk til råvarepriser.

Ettersom investorer nettopp har muligheten til å eliminere all idiosynkratisk risiko i effektive kapitalmarkeder, vil risikopremien for denne typen risiko være lik null. Med andre ord vil investorer i effektive kapitalmarkeder kun bli kompensert for å påta seg systematisk risiko.

Avkastningskrav er særdeles viktig for selskaper eller aktører som ønsker å tiltrekke seg investorer til et prosjekt. Dersom avkastningskravet til prosjektet ikke i tilstrekkelig grad reflekterer forventet avkastning til lignende investeringer, vil investorene heller ønske å investere i andre objekter og prosjekter (Berk & DeMarzo, 2017). Avkastningskrav er også et viktig element i kostnadsbaserte reguleringsmodeller. Dersom avkastningskravet som fastsettes i tariffen er for høye i forhold til faktisk risiko i prosjektet, vil det bli overinvestert i det gitte prosjektet eller segmentet. Dersom avkastningskravet er for lavt vil det på samme måte underinvesteres i prosjektet.

5.1.2 WACC

En vanlig modell for å beregne avkastningskravet, r , til et prosjekt eller en investering er WACC-metoden. WACC står for *weighted average cost of capital*, og er nettopp et veiet gjennomsnitt av alternativkostnaden på egenkapital og gjeld. Modellen har en solid teoretisk begrunnelse, og er tilnærmet bransjestandard for regulering av infrastruktur i Europa (Pöyry Management Consulting; Menon Economics, 2017).

I WACC-formelen inngår tre ulike parametere: egenkapitalkostnad (r_E), gjeldskostnad (r_G) og kapitalstruktur:

$$r = \underbrace{\frac{E}{G + E}}_{\text{egenkapitalandel}} * \underbrace{r_E}_{\text{egenkapitalkostnad}} + \underbrace{\frac{G}{G + E}}_{\text{gjeldsandel}} * \underbrace{r_G}_{\text{gjeldskostnad}}$$

Egenkapitalkostnadselementet (CAPM)

Egenkapitalkostnaden som inngår i WACC-formelen beregnes gjerne ved hjelp av CAPM-modellen. Modellen forutsetter effektive kapitalmarkeder og kompenserer derfor kun investorer for å påta seg systematisk risiko.

CAPM-modellen beregner egenkapitalkostnad som summen av risikofri rente (enten reell eller nominell) og risikopremien for investeringen:

$$\text{Egenkapitalkostnad} = r_f + \frac{\beta_e * \text{markedspremie}}{\text{risikopremie for prosjekt}}$$

Risikopremien beregnes som markedspremien multiplisert med investeringens egenkapitalbeta. Markedspremien skal beskrive forventet meravkastning utover risikofri rente ved investering i en diversifisert portefølje av aksjer, gjerne kalt «markedsporteføljen». Som en indikator på markedsporteføljen benyttes gjerne en bred aksjeindeks. For norske selskaper med virksomhet i Norge er gjerne OSEBX-indeksen brukt som referanseindeks. Markedspremien er med andre ord lik for selskaper med virksomhet i samme økonomi. Det samme gjelder den risikofrie renten. Den eneste parameteren som gjør at selskaper i samme økonomi kan ha forskjellig egenkapitalkostnad er med andre ord egenkapitalbetaen. Av parameterne i egenkapitalkostnaden er derfor egenkapitalbetaen mest interessant også i denne analysen. De resterende parameterne skal i prinsippet være identisk som parameterne i egenkapitalkostnaden til norske nettselskaper.³⁴

Egenkapitalbetaen er et mål på graden av systematisk risiko i investeringen. Med dette menes at egenkapitalbetaen sier noe om hvor mye verdien på investeringen svinger med markedsporteføljen. En egenkapitalbetaverdi på 0,8 betyr eksempelvis at investeringen stiger 0,8 prosent i verdi hvis markedsindeksen stiger 1 prosent.

Egenkapitalbetaen til et selskap i beregnes ofte ved hjelp av følgende formel:

$$\beta_i = \frac{Cov_{(R_{Mkt}, R_i)}}{Var_{R_{Mkt}}}$$

$Cov_{(R_{Mkt}, R_i)}$ er kovariansen mellom avkastningen på markedsporteføljen (R_{Mkt}) og aksjeavkastningen til selskap i (R_i). $Var_{R_{Mkt}}$ er variansen i avkastningen på markedsporteføljen. For å beregne egenkapitalbetaen på denne måten er man med andre ord avhengig av at selskapet er børsnotert. Alternativt kan man bruke selskapets regnskapstall for å beregne hvordan oppnådd egenkapitalavkastning varierer med avkastningen i markedsporteføljen. For å få nok observasjoner til å kunne beregne en troverdig betaverdi trenger man derimot mange år med observasjoner, noe som kan være vanskelig å oppdrive.

Gasnor er ikke børsnotert, og vi har heller ikke tilgang på hvilken historisk egenkapitalavkastning selskapet har oppnådd i gassdistribusjonsvirksomheten. For å fastsette en rimelig egenkapitalbetaverdi for Gasnor har vi derfor benyttet oss av metodetrianguleringen beskrevet i innledningen til dette kapittelet.

Gjeldskostnadselementet

Gjeldskostnadselementet skal reflektere den avkastningen långivere får ved å investere i prosjektet. Gjeldskostnaden beregnes gjerne som summen av et risikofritt element og en kredittpremie som skal kompensere for kredittrisikoen i prosjektet. Kredittpremien deles gjerne videre opp i et generelt kredittrisikoelement og et bransjespesifikt kredittrisikoelement.³⁵ For selskaper med utstedte obligasjoner er det vanlig å legge rentene på disse til grunn i beregningen av gjeldskostnaden. For selskaper som ikke har utstedt obligasjoner benytter man gjerne renter på selskapsobligasjoner med lignende kredittverdighet.

³⁴ Dette er gitt at man legger til grunn samme tidshorisont i avkastningskravet for nettselskaper og gassdistribusjons-selskaper.

³⁵ [povry2017_referanserenter_hoeringsdokument2017_02.pdf](#)

Gasnor har ikke utstedt obligasjoner. For å fastsette gjeldskostnaden i avkastningskravet til Gasnor har vi derfor benyttet oss av metodetrianguleringen, slik som beskrevet i innledningen til dette kapittelet.

AVKASTNINGSKRAV FOR NORSKE NETTSELSKAPER (PER SEPTEMBER 2022)

$$r_{\text{nettselskaper}} = (1 - G) * \underbrace{\left[\frac{r_f + Infl + \beta_e * MP}{1 - s} \right]}_{\text{egenkapitalkostnad}} + G * \underbrace{(Swap + KP)}_{\text{gjeldskostnad}}$$

G: Fast gjeldsandel fastsatt til 60 prosent.

r_f: Fast nøytral realrente fastsatt til 1,5 prosent. Merk at dette er basert på et eldre notat fra Norges Bank.

β_e: Egenkapitalbeta fastsatt til 0,875.

MP: Fast markedspremie fastsatt til 5 prosent.

s: Skattesats lik gjeldende skattesats for nettselskaper.

Infl: Årlig justering for inflasjon beregnet som gjennomsnittet av de to siste årenes faktiske inflasjon basert på KPI, og anslag for inflasjon de to neste årene. Alle tall publisert av SSB. Dersom beregnet gjennomsnitt er negativt settes det til null.

Swap: Årlig gjennomsnitt av 5-årig swaprente.

KP: Årlig gjennomsnittlig bransjespesifikk kredittrisikopremie, som fremkommer av spreaden mellom 5-årige kraftobligasjoner og 5-årige swaprenter for kraftselskap med god kredittkvalitet.

Kilde: (RME, 2022)

5.2 Beregning av avkastningskrav i det norske strømmettet

Som beskrevet over er det kun parameterne som reflekterer risikoen i investeringene som skal variere mellom avkastningskravet for norske nettselskaper og norske gassdistribusjonsselskaper. Det er derfor viktig å kartlegge hvordan de ulike parameterne i avkastningskravet for norske nettselskaper fastsettes. I kartleggingen har vi lagt til grunn den **estimerte referanserenten for 2023, per november 2022**.

Også for norske nettselskaper fastsettes avkastningskravet ved hjelp av WACC-metoden. Formelen som blir lagt til grunn er spesifisert i boksen under.

Avkastningskravet er beregnet som en nominell før-skatt-størrelse. Avkastningskravet estimeres i forkant av hvert inntektsrammeår, vanligvis i oktober. Parameterne oppdateres også flere ganger i løpet av inntektsrammeåret. For 2023 er avkastningskravet per november 2022 estimert til 7,61 prosent. Den endelige referanserenten blir fastsatt etter inntektsrammeåret når alle parameterne er kjent.

Som risikofri rente legger RME til grunn den nøytrale realrenten. Med nøytral rente menes en rente som hverken virker ekspansivt eller kontraktivt på økonomien. Den nøytrale realrenten er ikke observerbar i markedet, og må

derfor estimeres. Estimater som legges til grunn er basert på estimater gjort av Norges Bank i 2016 og 2018. I 2019 reduserte RME estimatet fra 2,5 til 1,5 prosent.

Markedspremien er fastsatt til 5 prosent på bakgrunn av anbefalinger fra Pöyry og Menon Economics (Pöyry Management Consulting; Menon Economics, 2017). Anbefalingene er gitt med forbehold om ønsket tidsperspektiv på den risikofrie renten og markedspremien som blir lagt til grunn. Egenkapitalbetaen er på den annen side beregnet basert på forretningsbetaer for diverse europeiske energiselskaper, betraktninger gjort av andre analysemiljøer, samt vurderinger andre europeiske reguleringsmyndigheter har gjort med tanke på risikoen i nettvirksomhet.

For å beregne gjeldskostnaden benytter RME seg av 5-årig swaprente pluss et bransjespesifikt kredittpåslag. For å fastsette den bransjespesifikke kredittpremien har RME innhentet estimater på kredittpremien til norske kraftselskaper, kategorisert etter kredittkvalitet. Estimaterne er hentet fra Nordic Bond Pricing. Kredittpremien er fastsatt ved å vekte estimatene med antallet selskap som inngår i hver kategori av kredittkvalitet. Gjeldsandelen er fastsatt på bakgrunn av undersøkelser av norske nettselskaper.

5.3 RME og Gasnors forslag til avkastningskrav for norske gasdistributører

I det videre vil vi sammenligne Gasnor og RME sine forslag til avkastningskrav. Gasnor sitt forslag er fra april 2022, mens RME sitt forslag er fra juni 2022.

Både RME og Gasnor mener det er hensiktsmessig å benytte seg av WACC i fastsettelsen av avkastningskravet. RME foreslår et avkastningskrav på 8,31 prosent, mens Gasnor foreslår et avkastningskrav på 10,88 prosent. Forslagene til de ulike parameterne i WACC-formelen er presentert i Tabell 4. Av tabellen er det tydelig at RME og Gasnor er enige om hvilken gjeldsandel, nøytral realrente og skattesats som skal legges til grunn.

Tabell 4: RME og Gasnor sine forslag til parametere som skal inngå i avkastningskravet til Gasnor. Forslaget til RME er fra juni 2022, mens forslaget til Gasnor er fra april 2022. Kilde: RME

Parameter	Gasnors forslag	RME	Avvik
Egenkapitalkostnad			
Skattesats (s)	22 %	22 %	-
Nominell risikofri rente (Rf)	4,8 %	4,1 %	0,7 pst. p.
<i>Nøytral realrente</i>	1,5 %	1,5 %	-
<i>Inflasjon</i>	3,3 %	2,6 %	0,7 pst. p.
Risikopremie	8,4%	5%	3,4 pst. p.
Egenkapitalbeta (β_e)	1,20	0,70	0,5
Markedspremie (MP)	7 %	5 %	2 pst. p.
Særskilt risikopremie for gass	0 %	1,5 %	1,5 pst. p.
Egenkapitalkostnad	16,92 %	11,71 %	5,21 pst. p.
Gjeldskostnad			
Risikofri rente + generelt KP	2 %	2,8 %	0,8 pst. p.
Kredittpremie	0,875 %	1,0 %	0,125 pst. p.
Gjeldskostnad	2,88 %	3,80 %	0,925 pst. p.
Gjeldsandel (G)	43%	43%	-
Avkastningskrav	10,88 %	8,31 %	2,57 pst. p.

5.3.1 Egenkapitalkostnad

Det er tydelig at det er forskjellen i egenkapitalkostnad som er hoveddriveren bak forskjellen i avkastningskravene. Forskjellen i egenkapitalkostnad skyldes igjen at de to aktørene er uenige i både nominell risikofri rente og risikopremie.

Nominell risikofri rente

Det er 0,7 prosentpoeng forskjell mellom den nominelle risikofrie renten Gasnor har foreslått å legge til grunn og den RME har foreslått. Forskjellen skyldes at de to aktørene er uenige om hvilket estimat som skal legges til grunn for inflasjonen. RME beregner inflasjonen som et gjennomsnitt av faktisk inflasjon i 2021 og SSB sine inflasjonsestimater for 2022, 2023 og 2024. Det fremkommer derimot ikke hva som ligger bak Gasnor sin inflasjonsberegning.

Risikopremie

Risikopremien Gasnor foreslår er 3,4 prosentpoeng høyere enn det RME har foreslått. Gasnor og RME har også benyttet to ulike fremgangsmåter for å fastsette risikopremien. Gasnor har fastsatt risikopremien med utgangspunkt i en standard CAPM-modell, der risikopremien er produktet av markedspremie og en egenkapitalbeta. RME har derimot fastsatt risikopremien i CAPM som produktet av markedspremie og en egenkapitalbeta, *pluss* en «særskilt risikopremie for gass». Også Finland og Sverige benytter seg av slike særskilte risikopremier istedenfor å justere egenkapitalbetaverdien. Dette er forklart i mer detalj i et senere delkapittel.

Å legge til en slik særskilt risikopremie er for alle praktiske formål det samme som å oppjustere egenkapitalbetaverdien. I RME sitt forslag er tillegget av den ekstra risikopremien ekvivalent med å oppjustere egenkapitalbetaverdien fra 0,7 til 1. RME sin ekvivalente egenkapitalbetaverdi på 1 er imidlertid fremdeles 0,2 lavere enn den

Gasnor har foreslått. Implisitt betyr dette at Gasnor mener det er større systematisk risiko forbundet med å investere i gassdistribusjonsvirksomhet enn RME.

En annen stor forskjell er markedspremien som er foreslått av de to aktørene. Gasnor foreslår en markedspremie på 7 prosent, hele to prosentpoeng høyere enn forslaget til RME. RME har foreslått markedspremien med bakgrunn i det samme som for markedspremien på strøm. Gasnor begrunner derimot sitt forslag med «økt risiko grunnet det grønne skiftet og store fluktuasjoner i gasspriser». Det virker derfor som at Gasnor har lagt til grunn en høy markedspremie for å kompensere for risikofaktorer selskapet er særlig utsatt for. Dette skal i henhold til finansiell teori ikke reflekteres i markedspremien, men heller i egenkapitalbetaen dersom risikoen kategoriseres som systematisk. Gjør man denne øvelsen med tilsvarende markedspremie som den RME har foreslått vil Gasnor sin foreslåtte egenkapitalbeta verdi bli 1,68.

5.3.2 Gjeldskostnad

Gjeldskostnaden RME har foreslått er 0,925 prosentpoeng høyere enn gjeldskostnaden Gasnor har foreslått. Dette skyldes at RME har foreslått høyere risikofri rente pluss generell kredittpremie (swaprente) og høyere bransjespesifikk kredittpremie. Det fremkommer derimot ikke hva som skyldes disse forskjellene.

En av årsakene til at forslagene varierer kan være tidspunktet estimatene er fastsatt. RME sine estimater er fastsatt senere enn Gasnor sine. Perioden mellom de to estimatene ble fastsatt, var også en periode med generelt økende renter. Samtidig er det merkelig at Gasnor argumenterer for at risikoen forbundet med å investere i gassdistribusjon er høyere enn risikoen ved strømdistribusjon, uten at de foreslår en høyere kredittpremie. Implisitt betyr dette at Gasnor mener at all merrisiko forbundet med å investere i gassdistribusjon kan kategoriseres som systematisk risiko. Dette virker derimot lite sannsynlig. Totalt virker det derfor ikke som at Gasnor har gjort en vurdering av hvorvidt merrisikoen tilknyttet å investere i gassdistribusjon er systematisk eller usystematisk, og at de heller har lagt all merrisiko inn i egenkapitalkostnaden. Hadde de gjort en vurdering av merrisikoens karakter, er det nærliggende å tro at de ville foreslått en litt lavere egenkapitalkostnad og en litt høyere gjeldskostnad.

5.4 Avkastningskrav for gass- og strømdistributører i EØS

I det videre vil vi gjennomgå hvordan andre europeiske land har fastsatt avkastningskravet for både gassdistributører og nettselskaper. Dette er som nevnt viktig for å kartlegge hvordan avkastningskravet varierer mellom gass- og strømdistributører, og å danne et bilde av nivået på avkastningskravet til europeiske gassdistributører. Som sagt vil vi ha størst fokus på forskjellene i avkastningskrav internt i landene, ettersom ulike faktorer kan gjøre det vanskelig å dra tydelige sammenhenger på tvers av land.

5.4.1 Generelt om kartleggingen av avkastningskrav i EØS

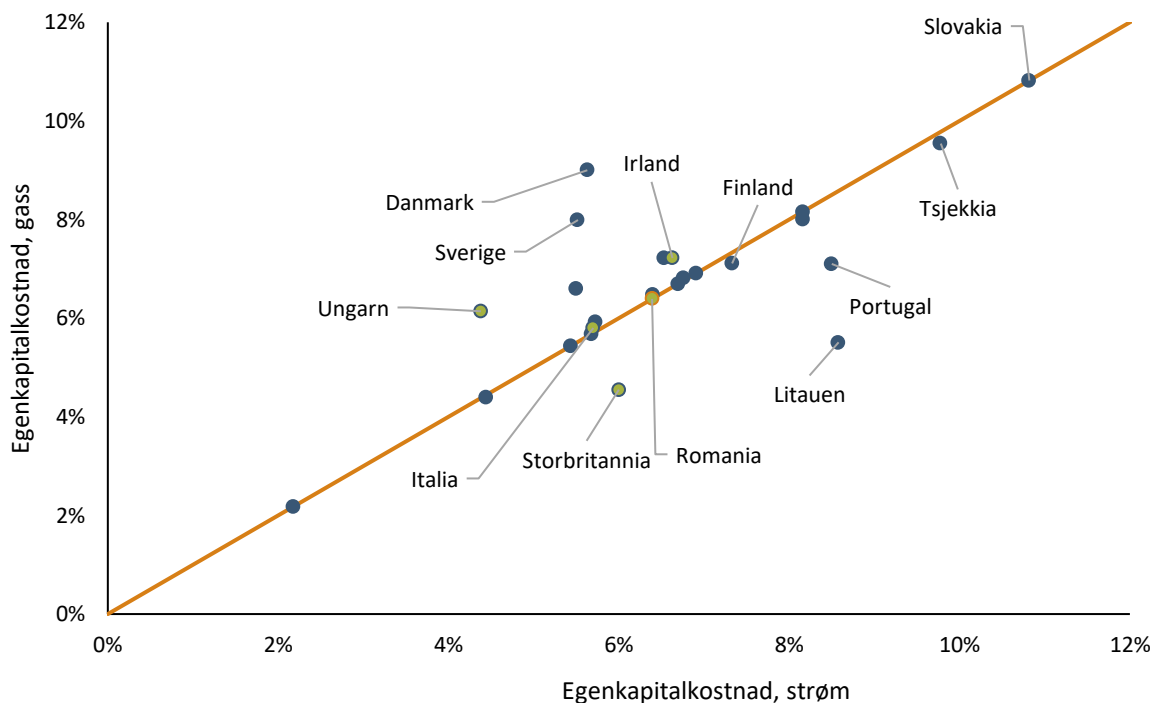
Totalt har vi kartlagt 27 land. Fullstendig liste over kartlagte land ligger i Vedlegg 2. Dersom ikke annet er oppgitt kommer alle tall og størrelser fra (CEER, 2021). Det er viktig å presisere at tallene som er oppgitt er basert på de tariffordninger som lå til grunn i de respektive landene i 2021. Flere av landene fastsetter også parameterne i avkastningskravene for flere år om gangen. Dette betyr at enkelte av tallene som presenteres kan være fastsatt flere år tilbake i tid. Man må derfor være forsiktig med å trekke konklusjoner basert på forskjeller mellom ulike land, særlig når det kommer til «standard» finansielle størrelser, som for eksempel rentenivå. Vi mener likevel at kartleggingen tilfører verdi ved at den kan belyse viktige forskjeller mellom avkastningskravet for gass- og strømdistributører.

26 av 27 kartlagte land benytter WACC-metoden for å beregne avkastningskravet til både gass- og strømdistributører.³⁶ I kartleggingen har vi derfor tatt for oss hvordan de ulike parameterne i WACC-formelen varierer mellom land, og mellom gass- og strømdistributører.

5.4.2 Egenkapitalkostnad

Samtlige av de kartlagte landene benytter seg av CAPM for å estimere egenkapitalkostnad for gassdistributørene. Det varierer derimot mellom landene hvorvidt de justerer for skattenivå og om egenkapitalkostnaden beregnes i nominelle eller reelle termer. Grafen under illustrerer egenkapitalkostnaden for distribusjon av henholdsvis gass og strøm i landene som har oppgitt egenkapitalkostnaden for begge typer distributører. Landene som er markert i grønt har oppgitt egenkapitalkostnad som en realstørrelse.

Figur 11: Egenkapitalkostnad. Land markert i grønt har oppgitt egenkapitalkostnad i reelle termer. Grafen inkluderer de landene som har oppgitt størrelsen for begge distributører. Kilde: CEER



Som vi ser er det stor variasjon mellom landene i hvilke egenkapitalkostnader som er lagt til grunn. Egenkapitalkostnadene varierer mellom 2 og 11 prosent. Samtidig har de aller fleste land relativ lik egenkapitalkostnad for distribusjon av strøm og gass innad i landene. Dette gjenspeiles også i at gjennomsnittlig egenkapitalkostnad for strøm er 6,74 prosent (median 6,62 prosent), og 6,88 prosent (median 6,86 prosent) for gass.³⁷

³⁶ 16 av landene benytter WACC som en nominell før skatt-størrelse, mens 9 av landene beregner WACC som en reell størrelse før skatt. Spania er det eneste landet som beregner WACC som en nominell størrelse etter skatt, mens Tyskland er det eneste landet som ikke benytter seg av WACC overhodet. De benytter seg isteden utelukkende av egenkapitalkostnad som avkastningskrav.

³⁷ Dette er størrelser for land som har oppgitt egenkapitalkostnad som en nominell størrelse. Gjennomsnittlig og median egenkapitalkostnad for land som har oppgitt størrelsen i reelle termer er henholdsvis 6,02 % og 6,14 % for gassdistributører, og 5,82 % og 6 % for strømdistributører.

Sverige, Danmark og Litauen skiller seg alle ut som land der avviket mellom egenkapitalkostnaden for gass- og strømdistribusjon er relativt stort. I Sverige og Danmark er egenkapitalkostnaden vesentlig høyere for gass- enn for strømdistributørene, mens det motsatte er tilfellet i Litauen. Som sagt legger majoriteten av landene CAPM til grunn ved beregning av egenkapitalkostnad. For å forklare hvorfor enkelte land har en såpass stor forskjell mellom egenkapitalkostnad for distribusjon av strøm og gass er det derfor nyttig å undersøke videre hvordan de ulike parameterne i CAPM-formelen varierer mellom de ulike distributørene. Generelt ser vi at det er egenkapitalbetaen som varierer mest mellom gass- og strømdistributører. Dette er som forventet.

Risikofri rente

Majoriteten av landene oppgir risikofri rente som en nominell størrelse. Gjennomsnittlig risikofri rente for disse landene er 1,71 prosent for gassdistributørene og 1,61 prosent for strømdistributørene.³⁸ Medianen er henholdsvis 1,82 og 1,56 prosent.

For alle landene er det relativt liten differanse mellom den risikofrie renten som legges til grunn i gass- og strømmarkedet. Dette er som forventet. I henhold til økonomisk teori er det nemlig kun to årsaker til at risikofri rente for to segmenter skal være forskjellig innad i samme land: enten at renten er fastsatt på forskjellig tidspunkt, eller at det benyttes forskjellig løpetid på de to rentene. Samtidig er det relativt stor forskjell på de risikofrie rentene mellom landene. Dette er heller ikke overraskende ettersom rentenivået i et land i stor grad er drevet av ulike makroøkonomiske faktorer.

Sverige skilte seg tidligere ut som et land med svært stor forskjell mellom den risikofrie renten for gass- og strømdistributører (nettvirksomhet). Dette skyldtes at reguleringsmyndighetene benyttet to forskjellige metoder for å estimere den risikofrie renten. For gassdistribusjonsmarkedet beregnet man den risikofrie renten som summen av Riksbankens langsiktige inflasjonsmål (2 prosent) og langsiktig forventet reell BNP-vekst (2 prosent). For strømdistribusjonsmarkedet la man derimot til grunn gjennomsnittlig årlig avkastning på tiårige statsobligasjoner. Fra og med 2023 går myndighetene derimot over til å legge gjennomsnittlig avkastning i svenske statsobligasjoner til grunn også for gassdistributørene.

Den nominelle risikofrie renten RME har foreslått er på 4,1 prosent, vesentlig høyere enn i andre land. Dette skyldes i stor grad **metoden** for fastsettelse av den risikofrie renten som benyttes i Norge og resten av Europa. I Norge benyttes som nevnt den langsiktige, nøytrale realrenta, både for nettselskaper og (foreslått) for gassdistribusjon, mens det i Europa er mest utbredt å benytte renten på langsiktige statsobligasjoner. Med et svært lavt rentenivå i Europa de siste årene, kombinert med at anslaget som benyttes for den nøytrale realrenta i Norge ikke er nedjustert de senere årene, har derfor norsk risikofri rente fremstått som særlig høy i senere tid.³⁹ Gasnor foreslår også for øvrig å bruke den nøytrale realrenta som estimat på risikofri rente. Følgelig er også deres estimat høyere enn resten av Europa.

Risikopremie

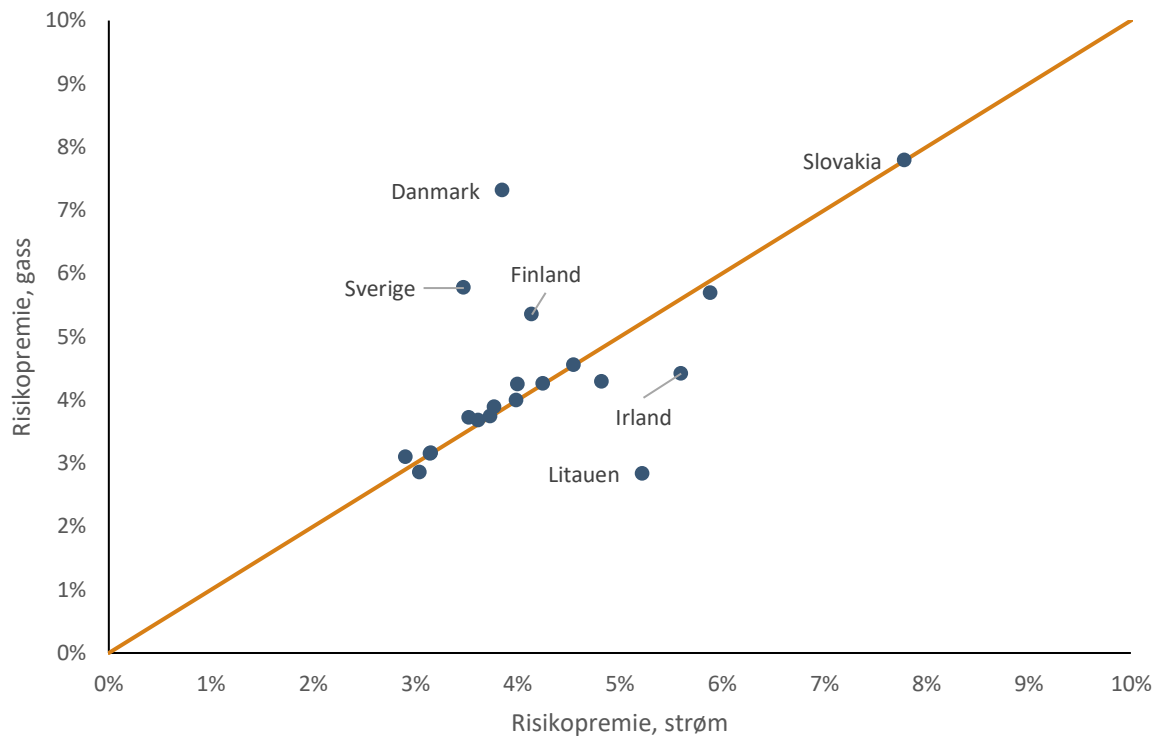
Det er generelt liten forskjell i risikopremien for gass- og strømdistributører innad i hvert land. Dette fremkommer tydelig av grafen under. Som vi ser er unntakene Danmark, Sverige og Litauen. Slovakia skiller seg også ut med høy risikopremie for begge segmenter. Risikopremien som RME har foreslått for norske gassdistributører er marginalt høyere enn det de i dag legger til grunn for norske nettselskaper (5 prosent mot

³⁸ Alle landene unntatt Italia, Irland, Romania, Ungarn og Storbritannia legger nominell risikofri rente til grunn i beregningen av egenkapitalkostnad.

³⁹ [povyry2017_referanserenter_hoeringsdokument2017_02.pdf](#)

4,38 prosent). Dette skyldes forskjeller i egenkapitalbetaen og inkluderingen av en særskilt risikopremie for gass. Dette ser vi nærmere på under.

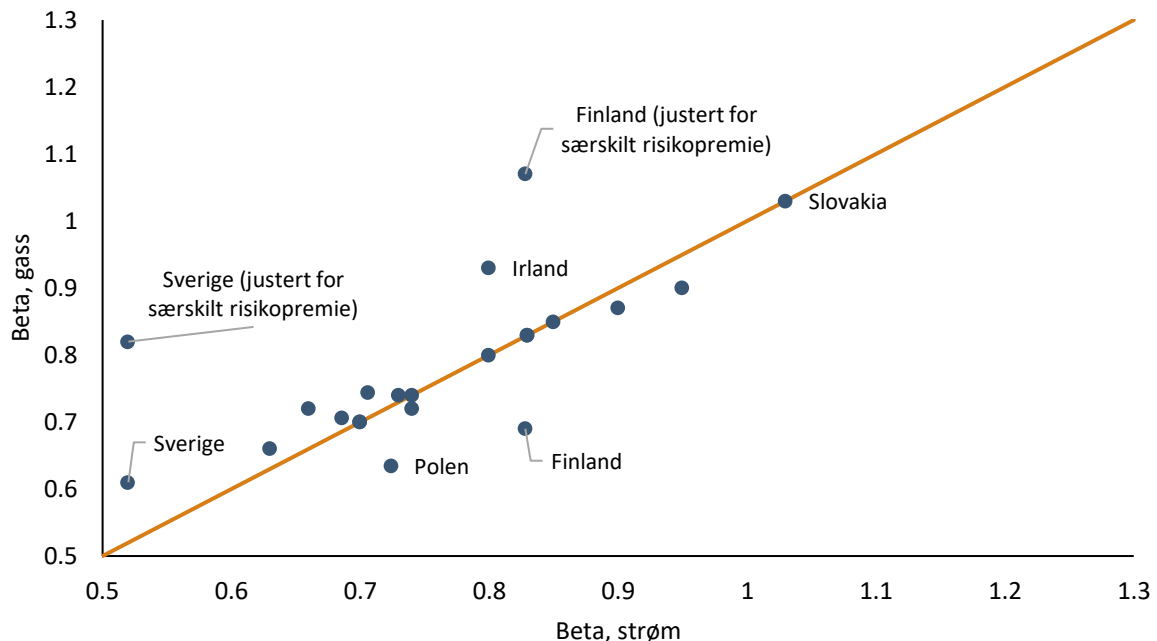
Figur 12: Risikopremien for gass- og strømdistributører i europeiske land. Grafen inkluderer de landene som har oppgitt størrelsen for begge distributører. Kilde: CEER



Egenkapitalbeta

Figur 13 viser egenkapitalbetaverdiene som benyttes for å beregne egenkapitalkostnad for gass- og strømdistributører i EØS. Gjennomsnittlig egenkapitalbetaverdi for gass- og strømdistributører er henholdsvis 0,79 og 0,75, mens tilsvarende medianverdier er 0,74 for begge.

Figur 13: Egenkapitalbeta lagt til grunn for beregning av egenkapitalkostnad for europeiske gass- og strømdistributører. Grafen inkluderer de landene som har oppgitt størrelsen for begge distributører. Kilde: CEER



Egenkapitalbetaverdien er i mindre grad enn de andre parameterne avhengig av makroøkonomisk utvikling og tidspunkt for fastsettelse av estimatet. Det er derfor interessant å sammenligne nivået på egenkapitalbetaene også på tvers av land, og med Gasnor og RME sine forslag. Gasnor sitt forslag til egenkapitalbeta er langt høyere enn alle andre egenkapitalbetaverdier som legges til grunn i andre land. RME sitt forslag er på sin side noe lavere enn det europeiske gjennomsnittet. Det er derimot viktig å legge til at RME har inkludert en særskilt risikopremie for gass i sitt forslag, noe man kun gjør i Sverige og Finland. Justerer man for den særskilte risikopremien som RME har foreslått å legge til grunn vil man få en egenkapitalbetaverdi på 1. Gjør man samme øvelse i Sverige og Finland får man egenkapitalbetaverdier på henholdsvis 0,82 og 1,07. Utover dette er det kun Slovakia som har en egenkapitalbetaverdi over 1.

Som beskrevet i kapittel 5.3 har også Gasnor foreslått en implisitt egenkapitalbetaverdi på 1,68 dersom man justerer for den høye markedspremien de har foreslått. Som vi ser er dette en egenkapitalbetaverdi som er ekstremt mye høyere enn det alle andre europeiske land legger til grunn.

Markedspremie

Markedspremien i de kartlagte landene varierer mellom 2 og 8 prosent. Gjennomsnittlig markedspremie for gassdistributørene er 5,03 prosent, mens gjennomsnittlig markedspremie for strømdistributørene er 5,31 prosent. Begge segmenter har en median markedspremie på 5 prosent. RMEs beregnede markedspremie på 5 prosent for nettselskapene er derfor innenfor normalen i de øvrige europeiske landene. Ettersom markedspremien bestemmes av avkastning i en (som oftest) landspesifikk aksjeindeks og risikofri rente, er det naturlig at nivået på markedspremien varierer mellom land.

Slovakia, Tsjekia, Portugal og Romania skiller seg alle ut med en markedspremie som er vesentlig høyere enn både medianen og gjennomsnittet for begge typer distributører. Sverige har også en markedspremie som er høyere enn medianen og gjennomsnittet for strøm, men ikke for gass.

I prinsippet skal markedspremien være lik innad i hvert land for både gass- og strømdistributører.⁴⁰ Likevel er det i noen land forskjell i markedspremien som legges til grunn for de to ulike distributørene. Litauen, Irland og Portugal skiller seg ut ved at de har vesentlig høyere markedspremie for strømdistributørene enn for gassdistributørene. Kroatia og Polen skiller seg derimot ut ved at markedspremien er høyere for gassdistributørene enn for strømdistributørene. Årsaker til avvik som dette er sannsynligvis at det er brukt forskjellige metoder for å fastsette markedspremien, at det er benyttet ulike tidshorisonter for gass- og strømdistributører, eller at markedspremien er fastsatt på ulike tidspunkt.

Særskilt risikopremie for gass

Både Sverige og Finland har som nevnt valgt å legge til en særskilt risikopremie for gass i risikopremien. Hensikten med å legge til en slik særskilt risikopremie er å kompensere for den særlige systematiske merrisikoen som er forbundet med å investere i svenske og finske gassdistributører sammenlignet med øvrige europeiske gassdistributionsforetak. Som beskrevet tidligere er det å legge til en slik særskilt risikopremie ekvivalent med å øke egenkapitalbetaen.

Årsaken til at svenske og finske reguleringsmyndigheter har valgt å legge til en særskilt risikopremie fremfor å endre egenkapitalbetaen, er at de ønsker å bruke en egenkapitalbeta som er forankret i faktiske markedsobservasjoner. Ettersom det ikke finnes børsnoterte gassdistributører i hverken Sverige eller Finland har de beregnet egenkapitalbeta for europeiske, børsnoterte gassdistributører. Samtidig legger begge myndigheter til grunn at den systematiske risikoen for henholdsvis svenske og finske gassdistributører er høyere enn for de europeiske referanseselskapene. Den særskilte risikopremien legges derfor til for å kompensere for denne merrisikoen.

Svenske og finske reguleringsmyndigheter har valgt å fastsette den særskilte risikopremien til henholdsvis 1,5 og 1,9 prosent. I Finland har man igjen dekomponert den særskilte risikopremien i en likviditetspremie (0,6 prosent) og en øvrig risikopremie (1,3 prosent). RMEs særskilte risikopremie er med andre ord på nivå med den svenske reguleringen.

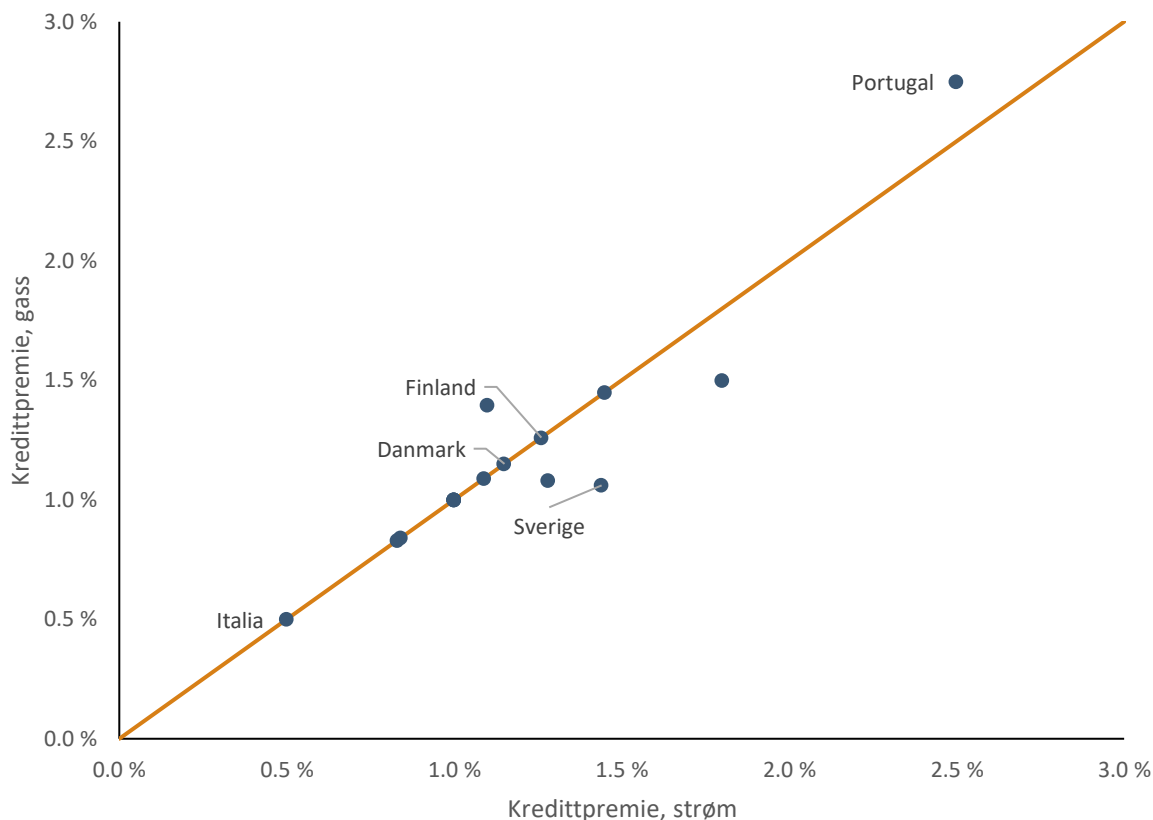
5.4.3 Gjeldskostnad

Som vi ser av Figur 14 er det generelt liten forskjell mellom kredittpremien for gass- og strømdistributører internt i landene. Det er derimot større forskjell på kredittpremiene mellom landene.⁴¹

⁴⁰ Dette er gitt at man benytter samme tidshorison for avkastningskravet i de to markedene.

⁴¹ Den reelle gjeldskostnaden som legges til grunn for de europeiske gassdistributørene er mellom 0,84 og 4,88 prosent, mens den for strømdistributørene er mellom 0,61 og 4,5 prosent. Gassdistributørenes gjeldskostnader beregnes i de fleste tilfeller som summen av den risikofrie renten og et kredittpåslag. Gjennomsnittlig kredittpremie for gassdistributører er 1,15 prosent, mens det for strømdistributører er 1,2 prosent. Median kredittpremie er henholdsvis 1 og 1,1 prosent.

Figur 14: Kredittpremier lagt til grunn i gjeldskostnaden for europeiske gass- og strømdistributører. Grafen inkluderer de landene som har oppgitt størrelsen for begge distributører. Kilde: CEER, RME



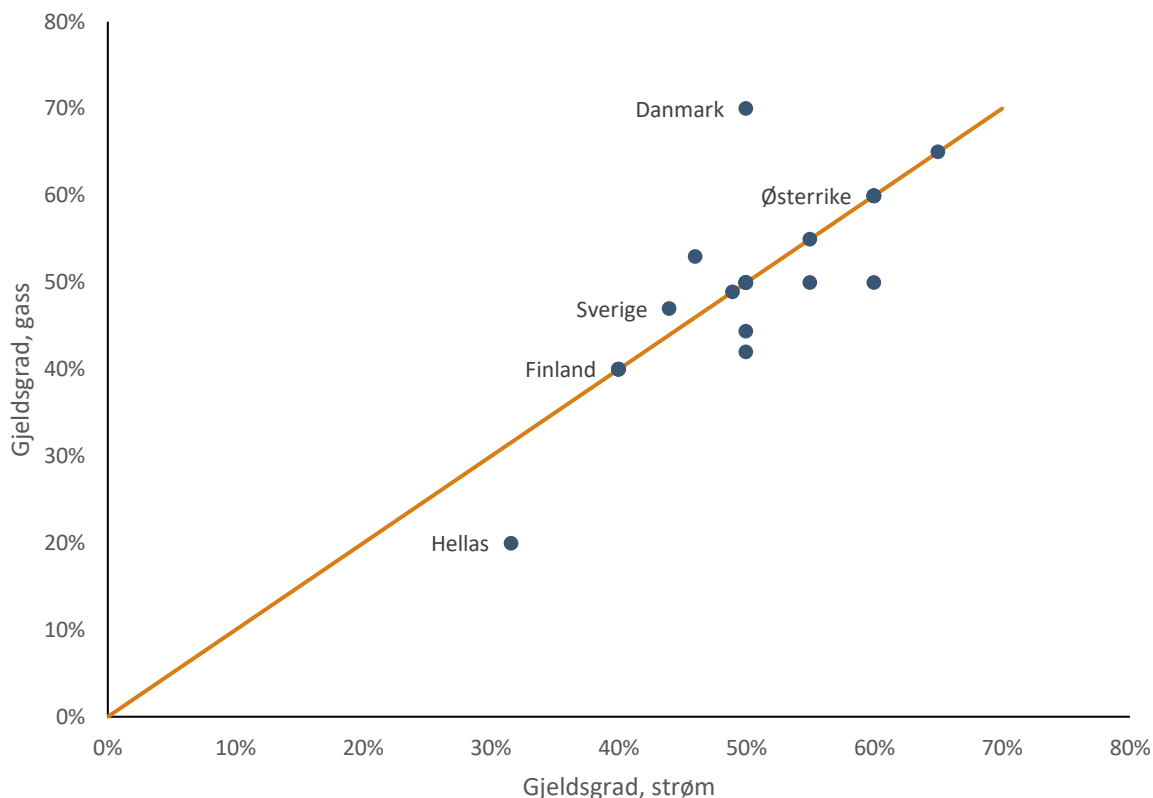
En årsak til at størrelsen på kredittpremiene varierer mellom landene er at metoden som benyttes for å fastsette kredittpremiene varierer mellom landene. Fire av landene benytter seg av eksterne konsulenter og eksperter, mens ni av landene ser på europeiske selskaper i samme sektor med lignende kreditttrating. Danmark skiller seg ut ved at gjeldskostnaden som legges til grunn er selskapenes faktiske gjeldskostnad, så lenge rentekostnadene er i tråd med markedsforholdene.

Forskjellen i metodebruk er også en av årsakene til at kredittpremiene for norske gass- og strømdistributører ligger i det nedre europeiske sjiktet. Gasnor og RME beregner nemlig gjeldskostnaden på en annen måte enn de øvrige europeiske aktørene. I stedet for å beregne gjeldskostnad som summen av risikofri rente og ett enkelt kredittpåslag, beregner de gjeldskostnaden som summen av 5-årig *swaprente* (som består av et risikofritt element og en generell kredittpremie) og en *bransjespesifikk* kredittpremie.

5.4.4 Kapitalstruktur

Gjeldsgraden i europeiske gass- og strømdistribusjonsselskaper er relativt lik. Det er også liten forskjell innad i landene hvilken gjeldsgrad som legges til grunn for de ulike distributørene. Median gjeldsgrad blant både gass- og strømdistributører er 50 prosent, mens gjennomsnittlig gjeldsgrad er 50,21 prosent blant gasdistributører, og 50,98 prosent blant strømdistributører. Majoriteten av reguleringsmyndighetene i de aktuelle landene bruker konsulenter og markedsanalyser til å fastsette gjeldsgraden i reguleringen (CEER, 2021). Av grafen under fremkommer det at Danmark er et tydelig unntak, der gjeldsgraden er 70 prosent for gasdistributører og 50 prosent for strømdistributører. Storbritannia og Hellas skiller seg også ut med henholdsvis høy og lav gjeldsgrad for begge typer distributører.

Figur 15: Gjeldsgrad som inngår i avkastningskravene for europeiske gass- og strømdistributører. Grafen inkluderer de landene som har oppgitt størrelsen for begge distributører. Kilde: CEER, RME



5.4.5 Oppsummering av avkastningskrav i EØS

Oppsummert er det relativt liten forskjell i avkastningskrav mellom gass- og strømdistributører innad i de kartlagte landene. Samtidig har land som Sverige, Finland og Danmark høyere egenkapitalbeta⁴² for gassdistributører enn for strømdistributører. Sverige og Finland har også inkludert særskilte risikopremier for gass i egenkapitalkostnaden. Både denne særskilte risikopremien, og en høyere egenkapitalbeta for gassdistribusjon, impliserer at den systematiske risikoen forbundet med gassdistribusjon er høyere enn tilsvarende risiko for strømdistribusjon. Det er derimot mindre forskjell i kredittpremiene mellom strøm- og gassdistributører i de kartlagte landene. Dette impliserer at det er mindre forskjell i usystematisk risiko i de to markedene i de kartlagte landene.

RME sitt forslag til flere av størrelsene i avkastningskravet er høyere enn tilsvarende størrelser i andre europeiske land. Det er viktig å presisere at RME sitt forslag er nyere enn tilsvarende størrelser i de kartlagte landene. Ettersom rentenivået har steget markant det siste året gir dette naturlig utslag i både egenkapitalkostnaden og gjeldskostnaden. Det er imidlertid også enkeltelementer i forslaget til RME som er høye i europeisk sammenheng, uten at dette kan tilegnes endringer i finansmarkedene. Et eksempel på dette er forslaget til egenkapitalbetaverdien. Sammenligner vi med Sverige og Finland skiller RME seg i mindre grad ut. Dette er også markeder som har større likhetstrekk med det norske gassdistribusjonsmarkedet sammenlignet med øvrige europeiske land. Det er derfor ikke noen grunn til å, ut ifra kartleggingen over, fastslå at RME sitt forslag er for

⁴² For Finland legger vi her til grunn den implisitte egenkapitalbetaverdien man får ved å korrigere for den særskilte risikopremien for gass.

høyt eller lavt. Gasnor har på sin side foreslått et avkastningskrav som er vesentlig høyere enn i resten av Europa, samt Sverige og Finland. Dette skyldes spesielt den høye egenkapitalbetaværdien, og den høye markedspremien de har foreslått.

5.5 Kvalitativ analyse av risiko

For å vurdere hvorvidt det er et teoretisk grunnlag for at avkastningskravet til norske gassdistributører skal avvike fra andre europeiske land, har vi gjennomført en kvalitativ risikovurdering av norske gassdistributører. I analysen har vi vurdert hvordan risikoen for norske gassdistributører skiller seg fra risikoen for norske nettselskaper og europeiske gassdistributører. Analysen er gjort ved å først definere tre områder der norske gassdistributører skiller seg fra europeiske gassdistributører og norske nettselskaper. Områdene vi ser på er *kundegrunnlag*, *produktets rolle i det grønne skiftet* og *tilførsel av gass i rørnettet*.

Deretter har vi vurdert hvordan hvert av disse tre områdene bidrar til mer eller mindre systematisk og idiosynkratisk risiko for norske gassdistributører. Vi har valgt å primært se på to kilder til systematisk risiko og to kilder til idiosynkratisk risiko. Disse er presentert under.

Systematisk risiko	Idiosynkratisk risiko
<ul style="list-style-type: none"> • Makroøkonomiske svingninger • Sjokk til råvarepriser 	<ul style="list-style-type: none"> • Klimarisiko • Verdikjederisiko

Vi finner at det er høyere systematisk og idiosynkratisk risiko forbundet med å investere i norske gassdistribusjonsselskaper, sammenlignet med å investere i europeiske gassdistribusjonsselskaper og norske nettselskaper. Dette skyldes særlig forskjellene i kundegrunnlag og tilførsel av gass i rørnettet. Merrisikoen forsterkes dersom man i reguleringen benytter seg av energiledd, slik som foreslått av både RME og Gasnor. Dette gjør inntektsgrunnlaget mer sårbart for systematiske risikofaktorer. Med hensyn til nettreguleringen argumenterer vi også for at det er en høyere klimarisiko. Dette er illustrert i Tabell 5.

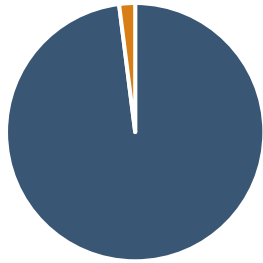
Tabell 5: Risikofaktorer, og hvordan de påvirker risikoen i norske gassdistribusjonsselskaper relativt til norske nettselskaper og europeiske gassdistribusjonsselskaper.

Risikoelement	Risikokategori	Risiko relativt til norske nettselskaper	Risiko relativt til europeiske gassdistributører
Makroøkonomiske sjokk	Systematisk	Høyere	Høyere
Sjokk til råvarepriser	Systematisk	Noe høyere	Høyere
Klimarisiko	Usystematisk	Høyere	Samme
Verdikjederisiko	Usystematisk	Høyere	Høyere

5.5.1 Forskjeller i kundegrunnlag

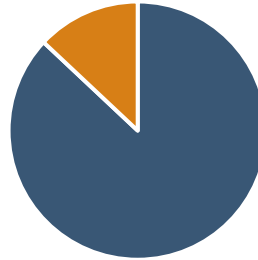
Kundesammensetningen til norske gassdistributører er veldig annerledes enn kundesammensetningen til europeiske gassdistributører og norske nettselskaper. Som det fremkommer av grafene under utgjør nemlig næringskunder en vesentlig større andel av kundegrunnlaget til norske gassdistributører.

Figur 16: Kundesammensetning til Gasnor, målt i forbruk av gass. Kilde: (Olje- og energidepartementet, 2018)



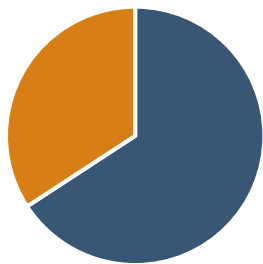
■ Næringskunder ■ Husholdninger

Figur 17: Kundesammensetning til Lyse, målt i forbruk av gass. Kilde: (Olje- og energidepartementet, 2018)



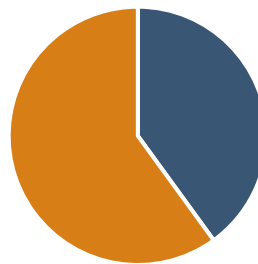
■ Næringskunder ■ Husholdninger

Figur 18: Kundesammensetning målt etter forbruk, norske nettselskaper. Kilde: RME



■ Næringskunder ■ Husholdninger

Figur 19: Gassforbruk i EU. Kilde: (ACER, 2022)



■ Næringskunder ■ Husholdninger

Forskjellen i kundegrunnlaget kan gjøre at de norske gassdistributørene er særlig mer utsatt for makroøkonomiske svingninger. Ved lavkonjunkturer vil det eksempelvis være en viss sannsynlighet for at enkelte selskaper vil stenge ned eller redusere driften, og derfor redusere etterspørselen etter gass fra norske gassdistributører. Det er derimot grunn til å tro at husholdningene i mindre grad vil justere sitt forbruk av energi ved lavkonjunkturer. Dette taler for at europeiske gassdistributører og norske nettselskaper i mindre grad vil oppleve etterspørselsfall ved nedgangskonjunkturer sammenlignet med norske gassdistributører.

Kundegrunnlaget kan også gjøre norske gassdistributører mer eksponert for svingninger i råvarepriser. Prisen på andre råvarer, spesielt oljeprisen, kan påvirke gassprisen i stor grad. Selv om andre råvarepriser også påvirker strømprisen, vil kundene til de norske gassdistributørene sannsynligvis ha en høyere priselastisitet enn kundene til nettselskapene og de europeiske gassdistributørene. Dette gjelder særlig for Gasnor ettersom Hydro utgjør en såpass stor del av den totale etterspørselen. Senest i september 2022 reduserte Hydro etterspørselen etter gass kraftig som følge av høye gasspriser.

5.5.2 Forskjeller i produktets rolle i det grønne skiftet

Med klimamål som må innfris vil det bli satset kraftig på fornybar energi. De norske nettselskapene står sentralt i det grønne skiftet, ettersom elektrifisering vil være avgjørende for om Norge skal nå sine forpliktelser. De norske gassdistributørene vil derimot være mer utsatt, med risiko for å måtte ta nedskrivninger i et slikt scenario.⁴³ Dette gjelder spesielt i Norge der tilgangen på alternative energikilder er relativt god, og mange av de «lavthengende fruktene» er utnyttet.

Tilsvarende situasjon står man overfor i Europa. Denne situasjonen forsterkes også av den pågående energikrisen. Allerede i sommer ble det vedtatt i EU at gassforbruket skal reduseres med 15 prosent frem mot mars 2023 på grunn av mangelen på russisk gass.⁴⁴ Til tross for at ønsket om redusert gassforbruk i denne omgang ikke er direkte knyttet til klimaproblematikken, viser dette at EU anser det som en reell mulighet å redusere gassforbruket i Europa betydelig. Målet om å redusere gassforbruket frem mot 2023 vil også kunne akselerere investeringene i fornybar energi, som igjen vil gi europeiske gasskunder flere alternative energikilder.

Samtidig har det de siste månedene blitt svært tydelig hvor avhengig Europa er av naturgass. I et klimaperspektiv er det også viktig å presisere at tilgangen på grønn elektrisitet i Europa er langt dårligere enn i Norge. Dette gjør at mulighetene for å bytte naturgass med fornybar strøm mer begrenset, i det minste på mellomlang sikt. I tillegg er det en pågående diskusjon i Europaparlamentet hvorvidt naturgass faktisk skal kategoriseres som en grønn energikilde. Det er dermed større usikkerhet rundt hvorvidt det faktisk er politisk vilje til å fase ut naturgass i Europa. Totalt sett taler dette for at det er større klimarisiko forbundet med å investere i norske gassdistribusjonsselskaper enn både i norske nettselskaper og europeiske gassdistribusjonsselskaper.

Flere faktorer taler imidlertid for at etterspørselen etter gass også vil opprettholdes i Norge i årene som kommer. Flere av kundene til Gasnor og Lyse vil nemlig ha begrenset mulighet til å bytte fra gass til elektrisitet ettersom de bruker gass som en innsatsfaktor i produksjonen, og ikke bare som energikilde. For eksempel bruker Hydro gass i produksjon av aluminium, og gartneriene bruker CO₂ fra gass i drivhusene. I tillegg har gassdistributørene mulighet til å frakte biogass i rørrnettverket istedenfor naturgass. Biogass har et vesentlig mindre klimaavtrykk enn naturgass, og kan derfor være en del av det grønne skiftet.

Totalt sett er det nærliggende å konkludere med at norske gassdistributører er utsatt for høyere klimarisiko enn norske nettselskaper. Det er derimot vanskeligere å konkludere på hvorvidt norske gassdistributører er utsatt for høyere klimarisiko enn europeiske gassdistributører.

5.5.3 Forskjeller i gasstilførsel

Man kan også argumentere for at norske gassdistributører er utsatt for større verdikjederisiko enn norske nettselskaper og europeiske gassdistributører. Norske gassdistributører har vesentlig færre forsyningspunkter enn andre europeiske gassdistributører. Dette gjør at norske distributører kan ha større utfordringer med forsyningsikkerhet i perioder hvor deler av oppstrømsnettet er stengt for vedlikehold. Dersom tariffordningen er innrettet slik at aktørene bærer et økonomisk tap dersom de ikke klarer å opprettholde forsyningen, vil få antall forsyningspunkter utgjøre en økonomisk risiko for aktørene.

⁴³ (Jemena - Submission - Equity - 3 September 2021 - Attachment 2 - NERA Stranding Risk Report.pdf (aer.gov.au))

⁴⁴ How does the EU plan to cut gas usage by 15% this winter? | European Union | The Guardian How does the EU plan to cut gas usage by 15% this winter? | European Union | The Guardian

I tillegg skiller de norske distribusjonsnettene seg fra øvrig europeisk gassdistribusjon ved at de er integrert med LNG-produksjon. Fra denne produksjonen oppstår det restgass som operatørene mater inn i nettet. Restgassen må derimot føres inn i nettet når den produseres, og det er derfor ikke mulig for de norske operatørene å regulere tilførselen av denne typen gass. Operatørene er derfor i større grad prisgitt leverandørens produksjon.

5.5.4 Tariffordningens påvirkning på risiko

Bruk av fast- eller energiledd

Graden av risiko som følger av kundesammensetningen avhenger i stor grad av hvordan tariffen betales. Ved bruk av fastledd vil kundene betale en fast sum for å være koblet på nettet en gitt periode fremover i tid. På denne måten er gassdistributørene sikret en viss inntekt, uavhengig av eventuelle makroøkonomiske svingninger og sjokk til råvarepriser. Økt bruk av fastledd vil derfor gi mindre systematisk kunderisiko sammenlignet med om man i økt grad benytter seg av energiledd.

Økt bruk av energiledd vil også øke risikoen forbundet med mangel på gasstilførsel i rørnettverket. Dette følger naturlig av at tariffinntektene til gassdistributørene vil bli mindre dersom distributøren ikke får levert gass, og kunden betaler tariff per enhet gass levert. Klimarisikoen vil derimot ikke bli nevneverdig påvirket av hvordan tariffen betales. Dette kommer av at utfasing i forbindelse med det grønne skiftet vil skje over lengre tid.

Totalt sett vil derfor økt bruk av fastledd kunne gi mindre både systematisk og idiosynkratisk risiko, som isolert sett vil føre til lavere avkastningskrav.

Håndtering av mer- og mindreavkastning

Hvordan gassdistributørene må håndtere mer- og mindreavkastning påvirker distributørens ned- og oppsiderisiko direkte. RME presiserer i sitt forslag til tariff at man *skal* hensynta for høy avkastning, mens urimelig lav avkastning *kan* hensyntas. En slik formulering ser man også i en rekke andre land. I enkelte land er formuleringen enda tydeligere i favør av at aktørene selv har ansvar for å bære en eventuell mindreavkastning, samtidig som de må betale tilbake en eventuell meravkastning. Dette gjør at aktørene utelukkende sitter med nedsiderisiko.

Samtidig vil det på grunn av markedsmessige forhold i noen tilfeller være vanskelig for gassdistributørene å kompensere for tidligere mindreavkastning. For å kunne ta igjen tidligere mindreavkastning er gassdistributøren avhengig av å enten kunne ta en høyere pris fra eksisterende kunder, eller øke volumet fra eksisterende og nye kunder. Gitt at kundene har konkurransedyktige utsidealternativer, vil dette ikke alltid la seg gjøre. De markedsmessige forholdene vil derfor kunne gjøre at det vil være en naturlig skjevhet i håndteringen av mindre- og meravkastning: det vil alltid være mulig for distributørene å gi tilbake meravkastning, men det vil ikke alltid være mulig å ta igjen for mindreavkastning.

5.5.5 Oppsummering

I henhold til diskusjonen over er det grunn til å fastslå at det er høyere både systematisk og usystematisk risiko forbundet med å investere i norske gassnettverk sammenlignet med å investere i europeiske gassnettverk og det norske strømmettet. Risikoen er særlig høyere sammenlignet med norske nettselskaper. Det er derimot svært vanskelig å kvantifisere størrelsen på denne merrisikoen. Diskusjonen vil likevel være et godt bakteppe når vi i neste delkapittel skal vurdere Gasnor og RME sine forslag til avkastningskrav for gassdistributører.

5.6 Vurdering av avkastningskrav for norske gassdistributører – oppsummering og anbefaling

I dette delkapittelet vil vi bruke diskusjonen i de forrige delkapitlene til å komme med et anslag på hvilket avkastningskrav vi mener bør legges til grunn for norske gassdistributører. **Forslaget gjelder for 2023. Dette følger av at vi tar utgangspunkt i den estimerte referanserenten for nettselskapene for 2023 (per november 2022).** Det er viktig å presisere her at man bør vektlegge den foreslåtte metoden fremfor de konkrete estimatene. Dette skyldes at de finansielle størrelsene i avkastningskravet endres kontinuerlig, og derfor må oppdateres jevnlig.

Overordnet vil vi legge til grunn at man viderefører WACC-metoden som foretrukken metode for å beregne avkastningskrav. Vi vil også ta utgangspunkt i avkastningskravet for norske nettselskaper, som er veletablert og et relevant utgangspunkt, og justere ut ifra dette. Delkapittelet er strukturert slik at vi suksessivt tar for oss hver enkelt parameter i modellen, for så å komme med et forslag til avkastningskrav i slutten av delkapittelet.

Vi vil vise to ulike forslag til fastsettelse av henholdsvis egenkapital- og gjeldskostnad. Det ene forslaget vil kun inkludere endringer vi foreslår i de parameterne som i henhold til økonomisk teori er de eneste som skal skille seg fra avkastningskravet til norske nettselskaper (gitt at samme tidshorisont legges til grunn i begge markedet): egenkapitalbetaverdien og bransjespesifikk kredittpremie. Det andre forslaget vil derimot også inkludere forslag til endringer i de risikofrie rentene. En viktig forutsetning for at man skal endre de risikofrie rentene i reguleringen av gassdistributører, er at man også gjør de samme endringene i reguleringen av nettselskaper.

5.6.1 Egenkapitalkostnad

Tabell 6: Våre anbefalinger til fastsettelse av parametere i egenkapitalkostnaden til Gasnor for 2023, samt den estimerte egenkapitalkostnaden til norske nettselskap i samme periode. Kilde: RME

Parameter	Norske nettselskap (2023-estimat per 11/2022)	Vår anbefaling, eks. endringer i risikofri rente	Vår anbefaling, inkl. endring i risikofri rente
Nøytral realrente	1,5 %	-	[-0,5 % - 0,5 %]
Nominell risikofri rente (Rf)	4,5 %	-	[2,5 - 3,5 %]
Inflasjon	3 %	-	3 %
Egenkapitalbeta (β_e)	0,875	[0,925 - 1]	[0,925-1]
Markedspremie (MP)	5 %	-	5 %
Særskilt risikopremie for gass	N/A	Ingen	Ingen
Egenkapitalkostnad ⁴⁵	11,38%	[11,70% - 12,18%]	[9,13% - 10,90 %]

Vi anbefaler å videreføre CAPM som foretrukket metode for å beregne egenkapitalkostnad. Dette kommer både av at metoden benyttes i samtlige europeiske land og for norske nettselskaper, samt at modellen har god teoretisk forankring. Tabell 6 oppsummerer våre anbefalinger til parameterne som inngår i egenkapitalkostnaden. Vi anbefaler en høyere egenkapitalbetaverdi for gassdistribusjon enn strømdistribusjon. Samtidig

⁴⁵ Egenkapitalkostnaden er beregnet ved hjelp av formelen for CAPM i kapittel 5.1.2. Vi har lagt til grunn gjeldende skattesats for gassdistribusjonsselskaper på 22 %.

åpner vi for at den risikofrie renten nedjusteres i tråd med Norges Banks nyeste anslag for den nøytrale realrenta. For å ikke få skjevhet i investeringsinsentivene i de to markedene, er det viktig at eventuelle endringer i de risikofrie rentene blir gjort gjeldende for både strøm- og gassdistributører. Under utdyper vi forslagene ytterligere. For å tydeliggjøre hvilke vurderinger som «hører» til hvilken modell har vi separert gass-spesifikke og generelle parlamentere i diskusjonen.

Risikopremie

RME har foreslått å beregne risikopremien som produktet av egenkapitalbetaen og markedspremien, pluss en særskilt risikopremie. Som diskutert tidligere er det å legge til en særskilt risikopremie ekvivalent med å oppjustere egenkapitalbetaen. Det er kun Sverige og Finland som har benyttet seg av en slik særskilt risikopremie. Gjennom intervjuer med reguleringsmyndighetene i de respektive landene har vi avdekket at ingen av landene har en tydelig begrunnelse for hvorfor de har fastsatt størrelsen på denne særskilte risikopremien slik de har gjort.

Vi anser det derfor som lite hensiktsmessig å fastsette risikopremien slik RME har foreslått. Vi har derfor valgt å anbefale en risikopremie som tar utgangspunkt i en standard CAPM-modell, der risikopremien er produktet av selskapets egenkapitalbeta og en markedspremie.

Egenkapitalbeta

Vi foreslår å benytte en egenkapitalbetaverdi i intervallet 0,925 til 1. Dette er omtrent det samme som RME har foreslått (korrigert for den særskilte risikopremien for gass). Den er imidlertid høyere enn det RME har vedtatt for norske nettselskaper, og vesentlig lavere enn det Gasnor selv har foreslått. Vår anbefaling er forankret i hovedsakelig tre forhold. For det første er gjennomsnittlig egenkapitalbetaverdi for gassdistributører 0,05 høyere enn gjennomsnittlig egenkapitalbetaverdi for nettselskaper i Europa. I Norge tilsier dette en egenkapitalbeta for Gasnor på 0,925, alt annet likt. For det andre bygger den kvalitative risikovurderingen opp under at den relative forskjellen er noe høyere i Norge grunnet en høy andel næringskunder som i større grad påvirkes av makroøkonomiske svingninger enn husholdningskunder, samt at Gasnor har en større risikoeksponering mot råvaremarkedet. Klima- og verdikjederisikoen øker også den totale risikoeksponeringen, men dette er ikke en systematisk risikofaktor og fanges derfor ikke opp i egenkapitalbetaverdien.

Markedspremie

Vi foreslår å benytte en markedspremie på fem prosent, slik som foreslått av RME. Dette er i tråd med den nevnte PWC-undersøkelsen der mediansvaret blant respondentene har vært en markedspremie på fem prosent de siste åtte årene (PWC, 2021).

Nominell risikofri rente

Nøytral realrente

Vi anbefaler å opprettholde den nøytrale realrenten som et estimat på risikofri realrente, men at nivået nedjusteres til Norges Banks nyeste estimater.

RME og Gasnor foreslår begge å bruke et estimat på den nøytrale realrenten som et estimat på risikofri rente. Dette skiller seg tydelig fra andre europeiske land der statsrenter er mest utbredt som et estimat på risikofri

rente. Også i Norge er statsrenter mest utbredt som estimat for risikofri rente (PWC, 2021).⁴⁶ Utfordringen med å benytte seg av statsrenter er at disse rentene vil inneholde en viss risikopremie for å kompensere for blant annet terminrisiko og likviditetsrisiko. Prinsipielt er det derfor foretrukket å bruke en langsiktig normalisert risikofri rente. Et vanlig estimat for en slik størrelse er nettopp den nøytrale realrenten (Menon Economics; THEMA Consulting Group, 2019).

En viktig forutsetning for at bruk av en langsiktig normalisert risikofri rente ikke skal føre til under- eller overinvesteringer er at nivået revurderes jevnlig. Både Gasnor og RME har lagt til grunn en nøytral realrente på 1,5 prosent. Grunnlaget for dette er Norges Banks estimater fra 2016. Norges Bank la da til grunn en nøytral realrente i intervallet 0,5 til 1,5 prosent. Grunnen til at RME legger til grunn en nøytral realrente i øvre del av intervallet er blant annet for å hensynta usikkerhet i fremtidig rentenivå og for å tilrettelegge for investeringer.

Norges Bank kom i juli 2022 med en oppdatering på anslaget for den nøytrale realrenten. Der legger de til grunn at den nøytrale realrenten nå ligger i intervallet -0,5 til 0,5 prosent. De forklarer nedjusteringen av estimatet med blant annet lavere produktivitetsvekst, lavere befolkningsvekst, lavere investeringsetterspørsel og effekter av pengepolitikken (Meyer, Ulvedal, & Wasberg, 2022). Det er derfor grunnlag for å foreslå at den nøytrale realrenten som legges til grunn i avkastningskravet for norske gassdistributører senkes tilsvarende. Dersom man fastholder på ønsket om å benytte et estimat i øvre sjiktet av Norges Banks estimater bør man derfor fastslå den nøytrale realrenten til 0,5 prosent.

Inflasjon

Vi anbefaler også at man opprettholder dagens praksis med hensyn til kompensering for inflasjon ved å ta et gjennomsnitt av fremtidig forventet inflasjon. Som estimater på forventet fremtidig inflasjon kan man bruke SSB eller Norges Bank sine prognoser som oppdateres flere ganger i året.

5.6.2 Gjeldskostnad

Tabell 7: Våre anbefalinger til fastsettelse av parametere i gjeldskostnaden til Gasnor for 2023, samt den estimerte gjeldskostnaden til norske nettselskap i samme periode. Kilde: RME

Parameter	Norske nettselskap (2023-estimat per 11/2022)	Vår anbefaling, eks. endringer i risikofri rente	Vår anbefaling, inkl. endring i risikofri rente
Risikofri rente (inkludert generell kredittpremie)			
- Nedre grense: 3M NIBOR, gj.snitt tre siste mnd.	3,72 %	-	[3,35 % - 3,72 %]
- Øvre grense: swaprente			
Bransjespesifikk kredittpremie	1,37 %	[1,57% - 2,07%]	[1,57% - 2,07%]
Gjeldskostnad	5,09 %	[5,29 % - 5,79 %]	[4,92% - 5,79 %]

⁴⁶ I PWCs årlige undersøkelse «Risikopremien i det norske markedet» spør selskapet medlemmene av Norske Finansanalytikerers Forening om hvilken rente de benytter som estimat på risikofri rente i avkastningskravet. I 2021 svarte 53 prosent av respondentene at de benytter statsrenter som risikofri rente. 26 prosent svarer at de bruker en normalisert risikofri rente, og 15 prosent sier de bruker 3 måneders pengemarkedsrente (NIBOR).

Tabell 7 oppsummerer vårt forslag til gjeldskostnad. Vi foreslår at den bransjespesifikke kredittpremien skal være høyere for gassdistribusjon enn for strømdistribusjon. Om man også åpner for å endre metode for fastsettelse av risikofri rente i reguleringen av nettselskaper, argumenterer vi også for at det kan være hensiktsmessig å bruke 3M NIBOR som risikofri rente fremfor swaprenter. Under redegjør vi nærmere for våre vurderinger.

Bransjespesifikk kredittpremie

Vi anbefaler at kredittpremien til norske gassdistributører fastsettes i et intervall der den nedre grensen defineres som kredittpremien til norske nettselskaper pluss 20 basispunkter, og den øvre grensen defineres som kredittpremien til norske nettselskaper pluss 70 basispunkter.

Fra den kvalitative analysen av risiko fremkommer det tydelig at det er større usystematisk risiko forbundet med å investere i norske gassdistributører enn i norske nettselskaper og europeiske gassdistributører. Dette gjør at kredittrisikoen er større i norske gassdistribusjonsselskaper. Det er derimot vanskelig å kvantifisere denne merrisikoen. I de europeiske landene der kredittpremien varierer mellom gass- og strømdistributører⁴⁷, er forskjellen mellom de to kredittpremiene mellom 9 og 38 basispunkter. Samtidig mener vi at forskjellen i kredittrisiko er noe høyere i Norge som følge av høyere relativ verdikjederisiko. I tillegg er flere av de kartlagte kredittpremiene fastsatt på et tidspunkt med generelt lavere kredittpremier enn i dag. Det er derfor grunn til å tro at de absolutte forskjellene i kredittpremier for gass- og strømdistribusjon er større i dag.

En annen begrunnelse til den anbefalte bransjespesifikke kredittpremien kommer fra forskningslitteratur knyttet til såkalt «grønn premie» (gevinst for investeringer i lavutslippsteknologier) i obligasjoner. Et ECB-studie (Pietsch & Salakhova, 2022) viser at gjennomsnittlig kredittpremie i perioden 2018-2021 var fire basispunkter lavere for grønne obligasjoner. Gitt at strøm er en grønnere energikilde enn naturgass, taler dette isolert sett for at kredittpremien er noe lavere for norske nettselskaper. Videre er det en merrisiko knyttet til gassnett, ettersom en ambisiøs klimapolitikk kan bidra til at kunder skifter mot fornybare kilder slik at man får «stranded assets». Dette er en risiko som vil øke med tiden.

Med bakgrunn i den kombinerte effekten av verdikjederisiko og klimarisiko mener vi at det er fornuftig å fastsette den bransjespesifikke kredittpremien for gassdistributører mellom 20 og 70 basispunkter høyere enn den bransjespesifikke kredittpremien for nettselskaper.

Risikofri rente

Vi anbefaler at RME revurderer bruken av swaprenter som et estimat på risikofri rente i gjeldskostnaden. Alternativt til swaprenter bør det vurderes å benytte NIBOR som et estimat på risikofri rente. Igjen er det viktig at de samme endringene eventuelt gjøres i reguleringen av nettselskaper for å ikke gi skjeve investeringsinsentiver.⁴⁸

Hvilken størrelse som er foretrukket å bruke avhenger av hvorvidt selskapene har lån med fast eller flytende rente. Dersom selskapene har lån med flytende rente, er det hensiktsmessig å bruke NIBOR. Vice versa er det hensiktsmessig å bruke swaprenter dersom selskapet har lån med fastrente. Dette følger av at det i det norske pengemarkedet er vanlig å bruke NIBOR som et estimat på risikofri, flytende rente, mens swaprenten benyttes som et estimat på risikofri, fast rente. Dette gjenspeiles i hvordan swapavtaler i det norske pengemarkedet er

⁴⁷ Kredittpremien varierer mellom gass- og strømdistributører i 6 av 25 land som har oppgitt kredittpremien for begge markeder.

⁴⁸ Dette er selvsagt gitt at også nettselskapene tilfredsstiller kravene om å heller benytte NIBOR fremfor swaprenter.

utformet: den parten som i en swapavtale betaler flytende rente betaler gjerne NIBOR (enten 3 eller 6 måneders løpetid), mens den parten som betaler fastrente betaler swaprenten.

Vi har ikke lyktes med å avdekke hvorvidt norske gassdistributører har fast eller flytende rente i dag. Det er likevel grunn til å tro at hovedandelen av selskapenes gjeld har flytende rente, ettersom majoriteten av norske bedrifters lån har flytende rente (Pöyry Management Consulting; Menon Economics, 2017).

En viktig forskjell på NIBOR og swaprenter er at swaprenter inneholder forventninger om utvikling i fremtidige pengemarkedsrenter. I en reguleringsmodell som fastsettes for en periode fremover i tid er det viktig å nettopp ta hensyn til at rentenivået kan endre seg i perioden. Dersom man velger å legge NIBOR til grunn er det derfor viktig å oppdatere estimatene for den risikofrie renten jevnlig, slik at avkastningskravet fanger opp eventuelle endringer i rentenivået. Dette er særlig viktig i perioder der rentene endres raskt, slik som de siste månedene. Et alternativ for å ta høyde for fremtidige renteendringer er også å bruke Norges Banks anslag for 3M NIBOR som de publiserer i sine pengepolitiske rapporter. Totalt sett mener vi derfor at det er gode forutsetninger for å benytte 3M NIBOR som risikofri rente på en tilfredsstillende måte.

5.6.3 Kapitalstruktur

I henhold til finansiell teori fastsettes optimal kapitalstruktur i et selskap slik at markedsverdien til selskapet maksimeres samtidig som WACC-en minimeres. Ettersom vi ikke har gjort en vurdering av Gasnors fremtidige kontantstrømmer vil vi ikke ha mulighet til å gjøre en slik øvelse. Utover dette er det vanskelig å si noe om hva som er optimal kapitalstruktur for Gasnor. Samtidig ser vi at den foreslåtte gjeldsandelen på 43 prosent ikke skiller seg merkbart ut fra andre europeiske land, spesielt ikke Finland og Sverige. Vi har derfor ikke grunnlag til å anbefale noen annen kapitalstruktur enn det som er foreslått av Gasnor selv.

5.6.4 Oppsummering og anbefaling avkastningskrav for norske gassdistributører

Tabell 8 oppsummerer vårt forslag til avkastningskrav for norske gassdistributører. **Det er, som nevnt tidligere, viktig å presisere at det er metoden bak forslaget, og ikke nødvendigvis de spesifikke størrelsene i seg selv som bør være hovedfokuset når man sammenligner våre anslag med det som er foreslått av Gasnor og RME.** Dette henger sammen med at flere av de finansielle parametere vil variere over tid.

Tabell 8: Våre anbefalinger til fastsettelse av parametere i avkastningskravet til Gasnor for 2023, samt det estimerte avkastningskravet til norske nettselskap i samme periode. Kilde: RME

Parameter	Norske nettselskap	Vår anbefaling, eks. endringer i risikofri rente	Vår anbefaling, inkl. endring i risikofri rente
Egenkapitalkostnad			
Nominell risikofri rente (Rf)	4,5 %	-	[2,5%-3,5%]
<i>Nøytral realrente</i>	1,5 %	-	[-0,5% - 0,5%]
<i>Inflasjon</i>	3 %	-	3%
Risikopremie	4,375 %	[4,625 % - 5 %]	[4,625 % - 5 %]
Egenkapitalbeta (β_e)	0,875	[0,925-1]	[0,925-1]
Markedspremie (MP)	5 %	-	5 %
Særskilt risikopremie for gass	N/A	Ingen	Ingen
Egenkapitalkostnad	11,38 %	[11,70% - 12,18%]	[9,13% - 10,90%]
Gjeldskostnad			
Risikofri rente (inkludert generell kredittpremie)			
- <i>Nedre grense: 3M NIBOR, gj.snitt tre siste mnd.</i>	3,72 %	-	[3,35% -3,72%]
- <i>Øvre grense: swaprente</i>			
Bransjespesifikk kredittpremie	1,37 %	[1,57% - 2,07%]	[1,57% - 2,07%]
Gjeldskostnad	5,09 %	[5,29% - 5,79%]	[4,92% - 5,79%]
Gjeldsandel (G)	60 %	43 %	43%
Avkastningskrav	7,61 %	[8,94 % - 9,43%]	[7,32% - 8,70%]

Sammenligner man med avkastningskravet for norske nettselskap, ser vi at vårt forslag er høyere når vi legger til grunn de samme risikofrie rentene som i dagens regulering av nettselskaper. Forslaget er høyere på grunn av den høyere risikopremien, høyere bransjespesifikke kredittpremien og lavere gjeldsgraden. Forslaget vårt der vi også foreslår endringer i de risikofrie rentene ligger noe lavere. Den nedre grensen i dette intervallet er faktisk lavere enn det estimerte avkastningskravet for norske nettselskaper. Dette skyldes altså det nedjusterte intervallet for risikofrie renter. Som tidligere beskrevet fordrer endringer i estimatene av de risikofrie rentene at man også endrer estimatene for de risikofrie rentene i reguleringen av nettselskapene, ettersom det ikke er noen faglig grunnlag for å operere med to forskjellige metoder/nivåer for disse parametere på tvers av reguleringsregimer. Gjør man dette, vil vårt anbefalte avkastningskrav for gassdistributører fremdeles ligge over avkastningskravet for nettselskaper.

Hvorvidt RME skal vedta et avkastningskrav i det øvre eller nedre sjiktet av de foreslåtte intervallene avgjøres av en rekke faktorer. Ser vi først på forslaget der vi legger til grunn de risikofrie rentene i dagens regulering av nettselskaper, er det valg av egenkapitalbeta og bransjespesifikk kredittpremie som vil bestemme hvor i det foreslåtte intervallet man skal legge seg. Som nevnt er det vanskelig å kvantifisere hvor mye høyere systematisk og usystematisk risiko det er i gassdistribusjon sammenlignet med strømdistribusjon. Det er derfor vanskelig å gi en konkret anbefaling på hvor i intervallene for egenkapitalbeta og kredittpremie man bør legge seg. Det er likevel ulike forhold man kan ha i bakhodet når man fastsetter disse størrelsene. For det første må en tenke på de konsekvensene det vil kunne få at avkastningskravet settes for høyt eller for lavt. Settes avkastningskravet for lavt, vil man risikere at avkastningen i investeringene ikke er tilfredsstillende, og at man får lavere investeringer i gassdistribusjon enn det som er samfunnsøkonomisk optimalt. På samme måte vil man kunne få for høye investeringer og/eller sluttbrukerkostnader dersom avkastningskravet settes for høyt. Tredjepartskonkurranse og tilgang til alternative energikilder innebærer imidlertid at denne risikoen begrenses så lenge reguleringsmodellen ikke skaper nye skjevheter. Det betyr at Gasnor vil ha begrensede muligheter til å oppnå en samfunnsøkonomisk for høy avkastning, selv om avkastningskravet i reguleringen i seg selv skulle tilsi det. Dette taler for at risikoen ved at investeringene som gjøres i gassdistribusjon er samfunnsøkonomisk suboptimale, er størst ved å fastsette et for lavt avkastningskrav, enn et for høyt avkastningskrav. Dette taler igjen for at man bør legge seg i øvre del av de foreslåtte intervallene for nøytral realrente og bransjespesifikk kredittpremie.

Dersom man velger å også endre de risikofrie rentene, må man, i tillegg til overnevnte vurderinger, vurdere hvor i intervallet for de anbefalte risikofrie rentene man skal legge seg. For det første må RME velge hvorvidt de skal legge til grunn en nøytral realrente i det øvre eller nedre sjiktet av Norges Banks estimerte intervall. I dag er det en praksis for norske nettselskaper at man legger til grunn den øvre verdien i sentralbankens estimat. Dette tilsier, ifølge våre anbefalinger, at RME bør legge til grunn 0,5 prosent som den nøytrale realrenta. Utover dette gjelder de samme avveiningene for egenkapitalbetaverdien og den bransjespesifikke kredittpremien. For det andre må RME avgjøre hvorvidt de ønsker å legge NIBOR eller swaprente til grunn for risikofri rente i gjeldskostnadselementet. Dette bør avgjøres av hvorvidt Gasnor har gjeld med flytende eller fast rente.

Oppdatering av parametere

Ettersom de finansielle parametere i WACC-modellen vil variere over tid, anbefaler vi også at man jevnlig oppdaterer disse, for å sikre forutsigbare rammer for både sluttbrukere, grossister og detaljister. Vi ser her ingen grunn til å avvike fra praksisen som foreligger i reguleringen av norske nettselskap. Dette innebærer at følgende parametere justeres jevnlig gjennom reguleringsperioden:

- Inflasjon
- Riskofri rente til gjeldskostnaden (swaprente eller 3M NIBOR).
- Bransjespesifikk kredittpremie

De øvrige parametrene anbefaler vi at oppdateres før hver reguleringsperiode.

6 Tariffstruktur

Vi anbefaler å at gassdistributøren selv skal kunne beslutte tariffstruktur, slik som foreslått av RME. Distributøren må derimot gjøre dette gitt de overordnede inntektsbegrensningene satt av reguleringsmodellen. Konkurransen fra alternative energitilførsler øker nytten av en myk regulering. Dette gjør det mulig for distributøren å ta hensyn til varierende betalingsvillighet blant kunder, og sikre at man ikke setter prisen for høyt slik at kunder velger å koble seg av nettet. Selv om vi argumenterer for at en slik innretning gir minst regulatorisk risiko med hensyn til en rasjonell utvikling av nettvirksomhetene, ser vi at et distanseledd hadde gjort tariffene mer kostnadsreflekterende. Dette vil styrke reguleringen med hensyn til at den skal være «ikke-diskriminerende» og transparent, samt at det kan bidra til økt konkurranse i detaljistmarkedet. Hvorvidt man skal innføre et gulv/tak med hensyn til distanseparameteren har vi ikke vurdert eksplisitt. En slik vurdering vil avhenge av hvordan man vektlegger kostnaden ved å begrense frihetsgrader opp mot de potensielle gevinstene knyttet til kostnadsrefleksjon av tariffene og konkurransesituasjonen. For å sikre at tariffene er tydelige og transparente, er det viktig å opprettholde dagens krav om publisering av tariffen og at alle kunder kan få tilgang til eget beregningsgrunnlag ved forespørsel.

Anbefalinger knyttet til tariffstrukturen avhenger i stor grad av reguleringsmodellen, hvordan man vektlegger kostnadskomponentene som inngår i tariffgrunnlaget, og hva som driver kostnadsnivået. Derfor fungerer dette kapittelet samtidig som en oppsummering.

I kapittel 6.1 presenterer vi overordnede prinsipper for å fastsette tariffstrukturer. Deretter presenterer vi hvordan tariffene typisk er strukturert i EØS. I 6.3 diskuterer vi forskjellene mellom å tariffere tredjepart eller sluttbruker. Videre, i delkapittel 6.4, presenterer vi tariffstrukturene som blir brukt i Sverige, Finland og det norske strømmarkedet, før vi kommer med våre anbefalinger for tariffstruktur i det norske gassmarkedet.

6.1 Prinsipper for tariffstruktur

CEER (*Council of European Energy Regulators*) har presentert en rekke prinsipper som kan danne gode retningslinjer for hvordan tariffordninger kan utformes for å regulere gass- og strømdistributører på en best mulig måte:

- **Kostnadsreflekterende.** Tariffene må reflektere distributørens faktiske nettverkskostnader samt den nytten konsumentene har av nettverket.
- **Kostnadsdekkende.** Distributørene må kunne dekke alle kostnader forbundet med drift av og investering i nettverket.
- **Ikke-diskriminerende.** Kundene av nettverket skal ikke diskrimineres. Tariffene burde fastsettes basert på kostnadene som tilkommer eller kan unngås på grunn av hver enkelt kunde.
- **Transparent.** Metoden for å fastsette tariffene skal være transparent og håndgripelig for alle interessenter.
- **Forutsigbart.** Tariffene skal være forutsigbare slik at nettverksbrukerne kan planlegge for kostnadene av å være tilknyttet og bruke nettverket. Dette vil også gi brukerne bedre forutsetninger for å gjennomføre investeringer som bruk av nettverket forutsetter.

- **Enkelhet.** Tariffene skal, så langt det lar seg gjøre, være enkle å forstå. Dette vil også gjøre tariffene mer transparente og forutsigbare.⁴⁹

Flere av prinsippene kan være motstridende, noe som gjør det vanskelig å etterfølge alle. For eksempel vil standardiserte nettverkstariffer uten stedbetingede komponenter være enkle og forutsigbare, men ikke kostnadsreflekterende. Samtidig vil «individuelle» nettverkstariffer være kostnadsreflekterende, men ikke nødvendigvis enkle og forutsigbare. Det er derfor vanskelig å konstruere perfekt optimale tariffstrukturer for gassnettverk.

I tillegg er det faktorer utover disse prinsippene som er viktige å hensynta ved fastsettelse av tariff. ACER har blant annet understreket at tariffen ikke skal benyttes som et virkemiddel for å subsidiere spesifikke energikilder, for eksempel naturgass. Dette bør ifølge ACER heller gjøres gjennom spesifikke politiske tiltak.⁵⁰

6.2 Tariffstruktur i EØS

I fastsettelsen av tariffordning er det også viktig å fastsette hvilke tariffelementer som skal inngå. Med dette menes hvilke elementer tariffen skal beregnes på bakgrunn av. Vanlige elementer som gjerne brukes til beregning av tariff er årlig forbruk av energi, trykk i gassrørene, utnyttet kapasitet og geografiske soner.

I tillegg skilles det gjerne mellom hvilke elementer som legges til grunn for husholdningskunder og industrielle kunder. Det er viktig å skille mellom de ulike type kundene av flere årsaker. For det første har ulike kunder ulike konsummønstre. Dette betyr igjen at de vil ha ulik belastning på nettverket. I tillegg styres de ulike kundenes konsum av ulike faktorer.

Husholdningene står for omtrent 60 prosent av gasskonsumet i EU.⁵¹ For disse kundene er det vanligste tariffelementet et energiledd der husholdningen betaler en pris per kWh gass konsumert. Hele 19 av 26 medlemsland i EU⁵² (som ble kartlagt) har et slikt element som en del av tariffordningen sin. Det er derimot kun fire land som har en kapasitetskomponent som en del av ordningen. 11 land har et element med en fast avgift. I de aller fleste land utgjør energileddet den klart største andelen av den totale tariffen.⁵³

I gjennomsnitt utgjør energileddet 74 prosent av tariffen i EU, mens den faste avgiften pluss kapasitetsavgiften utgjør de resterende 26 prosentene, se Figur 20. I 11 av 13 land utgjør energileddet en større del av den totale tariffen enn fast avgift og kapasitetsavgift kombinert.

⁴⁹ (European Commission, Directorate-General for Energy, 2020)

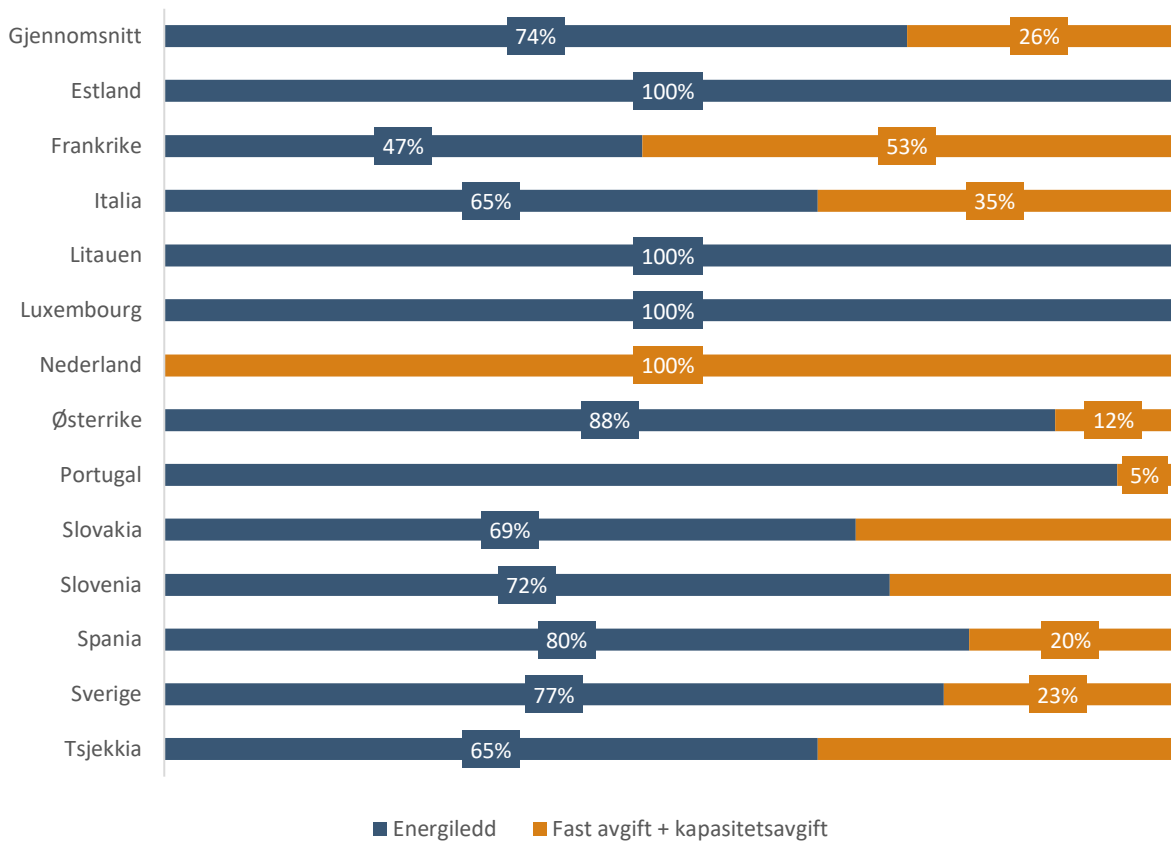
⁵⁰ (CEER, 2017)

⁵¹ (The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER), 2022).

⁵² Studien inkluderte 26 daværende medlemsland i EU (inkludert Storbritannia), se (AF-Mercados, REF-E and Indra, 2015)

⁵³ (AF-Mercados, REF-E and Indra, 2015)

Figur 20: Tariffelement som andel av total tariff for husholdningskunder i gassmarkedet i EU, 2013.⁵⁴ Kilde: Figur 15 fra (AF-Mercados, REF-E and Indra, 2015)

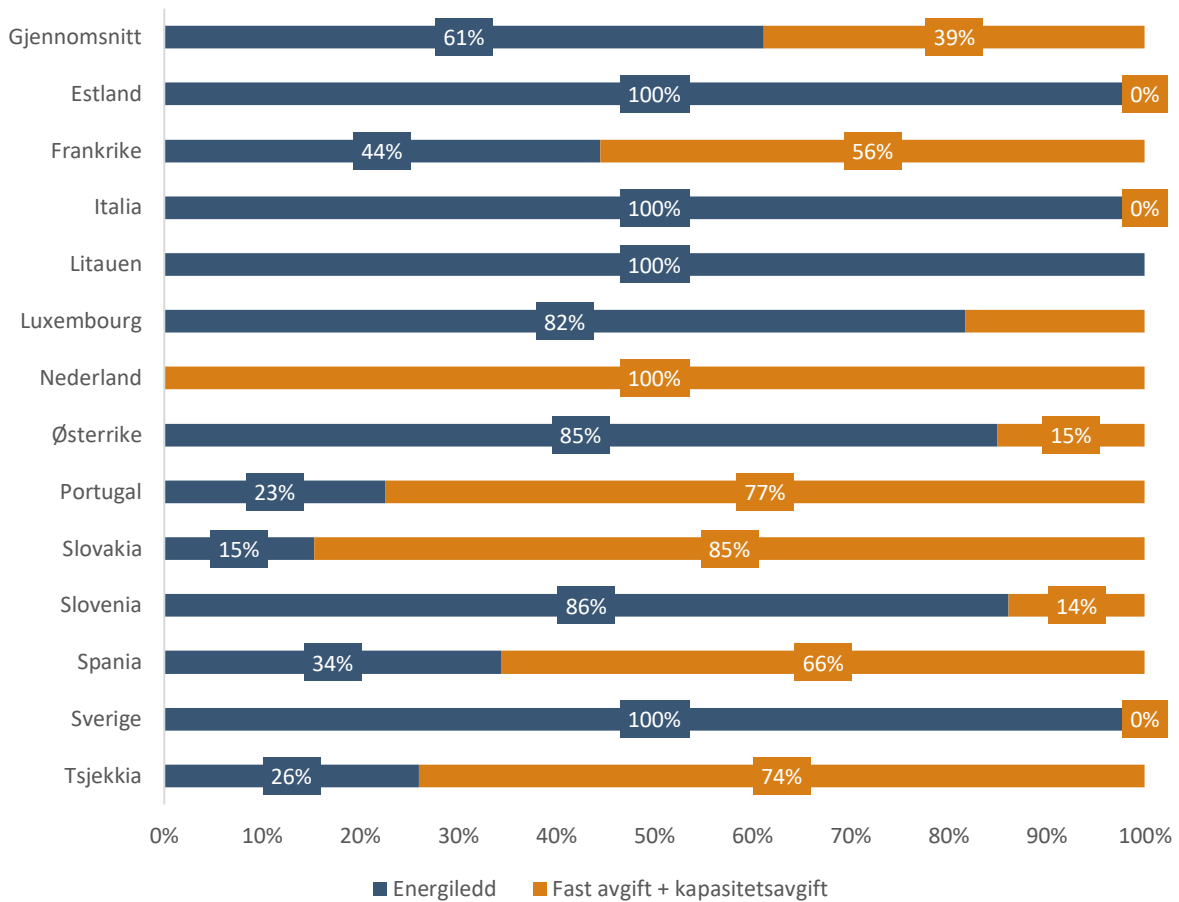


Tariffene for de industrielle kundene er sammensatt litt annerledes enn for husholdningene. 19 av medlemslandene i EU har et energiledd som en del av ordningen, mens 13 har et kapasitetsledd. 9 har et element bestående av en fast avgift.⁵⁵ I gjennomsnitt utgjør energileddet 61 prosent av tariffene i EU, mens kapasitetsleddet og den faste avgiften utgjør de resterende 39 prosentene, se Figur 21.

⁵⁴ Finland er ikke inkludert i den aktuelle analysen, og er derfor ikke inkludert i grafen.

⁵⁵ (AF-Mercados, REF-E and Indra, 2015)

Figur 21: Tariffelement som andel av total tariff for selskapskunder i gassmarkedet i EU, 2013. Kilde: Figur 17 fra (AF-Mercados, REF-E and Indra, 2015)⁵⁶

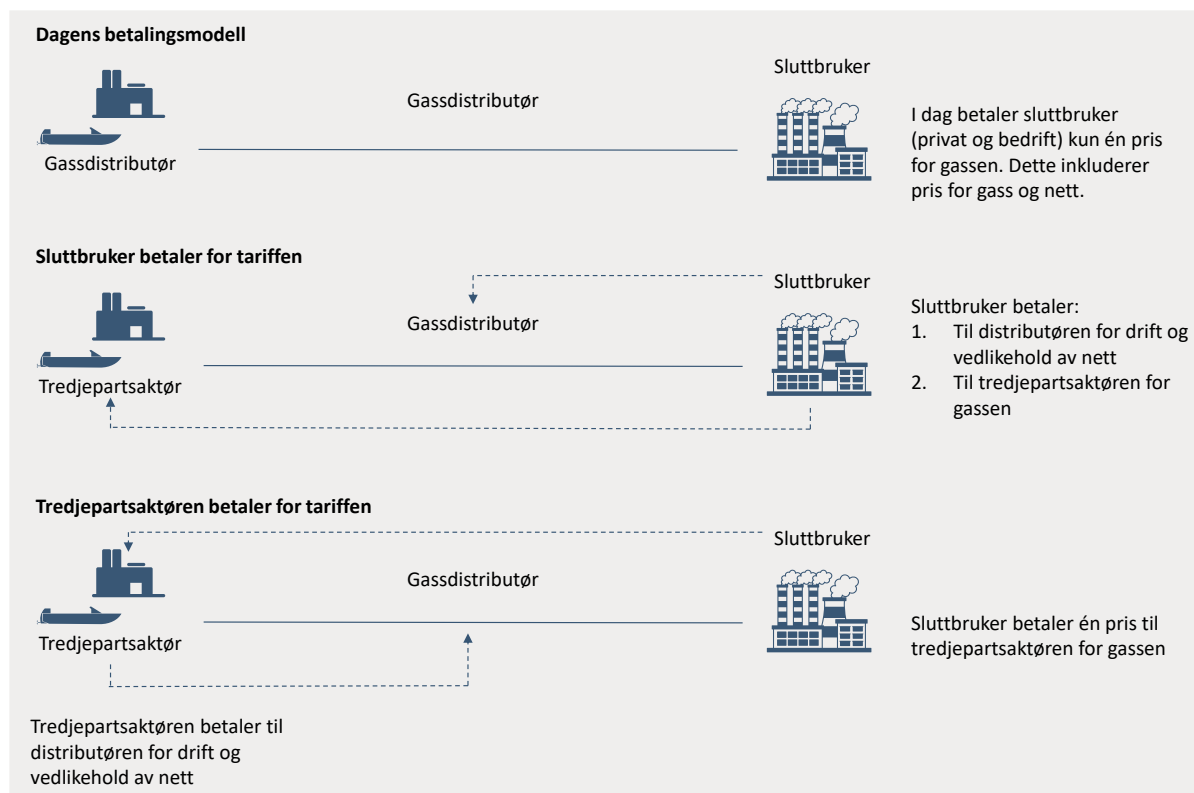


6.3 Hvem som skal tarifferes

Uansett hvordan tariffen struktureres, kan den betales enten av aksesskjøperen (tredjepartsaktøren) eller sluttbrukeren. I det norske strømmarkedet er det sluttbrukeren som tarifferes gjennom at man betaler separat for nettleie.

⁵⁶ Finland er ikke inkludert i den aktuelle analysen, og er derfor ikke inkludert i grafen.

Figur 22: Illustrasjon på forskjell av hvorvidt sluttbruker eller tredjepartsaktør betaler tariffen



Basert på økonomisk teori utgjør ikke hvem som tariffes en forskjell. Dette gjelder så lenge tariffstrukturen kan se lik ut uavhengig av hvem som tariffes. I tillegg er også en form for regnskapsmessig skille viktig for å kunne sikre reell tredjepartskonkurranse. Også dette vurderer vi at kan implementeres uavhengig av hvem som tariffes.

Selv om det fra et teoretisk ståsted ikke er noen forskjell på hvem som tariffes, kan det i praktisk implementering likevel få noen konsekvenser.

Fordelene med å tariffere sluttbrukeren direkte, er at tariffen per sluttbruker blir transparent, både overfor sluttbruker og eventuelle tilgangskjøpere. Når sluttbrukeren tariffes, blir det derfor vanskeligere å krysssubsidere mellom kunder. Transparens er et av prinsippene for tariffstrukturer, og er nødvendig for at det skal være mulig for tilgangskjøpere å konkurrere i markedet. Hvis tariffen skal betales av tilgangskjøperen, er det mindre sikkert at transparens ivaretas i praksis. Likevel vurderer vi at det viktigste for å sikre transparens er at det finnes en tydelig og transparent tariffstruktur som alle og enhver kan få tilgang til ved forespørsel, uansett hvem som betaler tariffen.

6.4 Tariffing i Sverige og Finland og det norske strømmarkedet

Hverken myndighetene i Sverige eller Finland regulerer gassdistributørenes tariffstruktur. Gassdistributørene står dermed fritt til å ta den tariffen de ønsker, fra de kundene de ønsker, og i det året de ønsker, så lenge total inntekt i reguleringsperioden ikke overstiger den fastsatte inntektsbegrensningen. I tillegg må tariffene distributørene setter være ikke-diskriminerende, transparente og offentlige. I begge landene velger distributøren selv hvem som tariffes. I Finland varierer det for eksempel mellom distributørene hvorvidt dette er sluttbruker eller tredjepart.

I det norske strømmarkedet er det sluttbrukeren som tarifferes. Tidligere ble sluttbrukeren tariffert basert på forbruk i kWh (energiledd) og et fast månedlig beløp (fastledd). Fra 1. juli 2022 ble det innført en tariffstruktur hvor fastleddet i nettleien nå differensieres etter effekt.⁵⁷

6.5 Anbefaling for tariffstruktur

Anbefaler ikke å regulere tariffstruktur. Vi anbefaler å beholde tariffstrukturen som eksisterer i RMEs forslag til tariff, altså at gassdistributøren selv skal kunne beslutte tariffstrukturen, gitt de overordnede inntektsbegrensningene satt av reguleringsmodellen. Det er flere årsaker til at vi foreslår dette.

For det første regulerer man ikke tariffstrukturen i hverken det finske eller svenske gassmarkedet. En viktig grunn til at man har valgt å ikke regulere tariffstrukturen er kundenes tilgang på substitutter, og at dette disiplinere den regulerte aktøren. Vi vurderer at dette også gjelder i Norge. For eksempel har Hydro mulighet til å bygge et eget parallelt rør fra Kårstø, og husholdningskundene kan i stor grad gå over til bruk av strøm hvis prisen på gass blir for høy.

Videre vurderer vi at det er en høy risiko for å sette tariffstrukturen feil. Særlig må risikoen ses som høy i forhold til den forventede nytten, når vi uansett forventer at andre substitutter også begrenser den regulerte aktørens muligheter for uforholdsmessig høye priser.

Det er samfunnsøkonomisk rasjonelt å levere gass til alle tilkoblede sluttbrukere. Det er også samfunnsøkonomisk rasjonelt å vedlikeholde alle nettsegmenter hvor sluttbrukers totale betalingsvilje overstiger de faste kostnadene på segmentet. Hvis én enkelt sluttbruker kobler seg av nettet, må de faste kostnadene fordeles mellom færre sluttbrukere, noe som øker gjennomsnittlige faste kostnader per sluttbruker. Dermed vil frakopling av en enkelt sluttbruker, spesielt en som betaler en stor andel av de faste kostnadene, kunne føre til en kaskadeeffekt ved at flere sluttbrukere også kobler seg av ettersom de må betale for en større andel av de faste kostnadene. Totalt betyr dette at jo mer én enkelt sluttbruker betaler av de faste kostnadene, desto viktigere er det å beholde denne sluttbrukeren i nettet.

Det er enklere å beholde de viktigste sluttbrukerne under en mykere regulering, der naturgassvirksomheten har relativt stort handlingsrom for å bestemme fordelingen av kostnader mellom sluttbrukere på en optimal måte. Samtidig kan også en mykere regulering sikre at hele det eksisterende nettet blir brukt.

Inkludering av et distanseledd hadde gjort reguleringen mer kostnadsreflekterende. Selv om vi synes at det gir minst regulatorisk risiko å tillate den regulerte aktøren å selv fastsette sin tariffstruktur, ser vi også at inkludering av distanse hadde gjort tariffene mer kostnadsreflekterende. En kostnadsreflekterende tariff bidrar til at reguleringen i større grad er «ikke-diskriminerende» og kan, med utgangspunkt i tilbakemeldingen fra dagens markedsaktører, øke konkurransen i detaljistmarkedet.

Lengden på nettet er en kostnadsdrivende faktor, slik som vi har vist i kapittel 4. Å pålegge distribusjonsaktøren å inkludere distanse i tariffstrukturen hadde derfor gjort tariffene mer kostnadsreflekterende. Distanse kunne blitt inkludert enten basert på effektdistanse eller merdistanse, og kunne inngått som en del av fastleddet slik som det er med effekt innenfor strømmarkedet. Merdistanse kan likevel være administrativt mer krevende og mindre transparent for sluttbrukeren.

⁵⁷

<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-nettleie-fra-1-juli-2022/>
<https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-nettleie-fra-1-juli-2022/>

Det kan i denne sammenheng være aktuelt å legge et gulv og/eller et tak for bruk av distanse. Behovet for å vurdere innføring av et gulv/tak er noe vi overlater til RME. En slik vurdering må vurdere nytten med hensyn til krav om at tariffene skal være ikke-diskriminerende samt mulig bedring i konkurransesituasjonen opp mot verdien av å gi distributøren mest mulig frihet i tariffsettelsen. En slik inngripen fra regulator medfører en regulatorisk risiko, jamfør diskusjonen over. På den ene siden er det en risiko for å vektlegge distanse for høyt når man fastsetter tariffstrukturen, slik at aktører lenger ut i nettet ikke lenger finner det lønnsomt å benytte seg av det. Dette er ikke samfunnsøkonomisk rasjonelt, ettersom man ikke benytter seg av eksisterende infrastruktur. På den andre siden er det en risiko for å vektlegge distanse for lavt, slik at aktører som er nære til Kårstø må betale for en høyere andel av faste kostnader enn det som er kostnadsreflekterende.

Det må etableres en transparent måte for å beregne tariffene. For å sikre at tariffene er transparente finnes det minst to ulike fremgangsmåter. Den ene er at tariffene fremlegges til sluttbruker. Den andre er at det foreligger en tydelig og transparent tariffstruktur som alle og enhver kan få tilgang til ved forespørsel.

Vi vurderer at punkt to er nok for å sikre transparens. Dette innebærer at den regulerte aktøren må etablere en formel som viser tariffstrukturen for alle deres kunder, og at denne formelen kan kontrolleres av regulatoren. I tillegg skal den også ved forespørsel oversendes til mulige tredjepartsleverandører eller kunder. Formelen burde også låses for en viss tidsperiode, slik at tariffene er forutsigbare. Sistnevnte er spesielt viktig med hensyn til tredjepartskonkurranse.

Vi vurderer at en separat pris for distribusjon på faktura til sluttkunden, i tillegg til at det foreligger en formel for å beregne tariffene til hver enkelt kunde, videre øker transparensen i markedet. Vi ser likevel ikke dette som nødvendig for å sikre transparens i markedet.

En streng regulering vil gi risiko for at kunder kobler seg av, og krever høy presisjon fra regulators side, som i mindre grad har innblikk i aktørens betalingsvillighet.

7 Oppsummering og anbefalinger

I denne studien har vi vurdert hvordan det er mest hensiktsmessig å innrette reguleringsmodellen knyttet til tredjepartsadgang til infrastruktur for distribusjon av naturgass i Norge. Analysen tar utgangspunkt i dagens praksis og forslag til vedtak som nå foreligger. Formålet er å komme med innspill til mulige forbedringer for å sikre at:

- Naturgassvirksomheten foregår på en samfunnsmessig rasjonell måte
- Det er reell konkurranse gjennom tredjepartsadgang for naturgassforetak
- Tariffen som etableres er saklig, objektiv og ikke-diskriminerende

I tabellen under oppsummerer vi anbefalingene fra de tematiske analysekapitlene. Under tabellen vil vi redegjøre for anbefalingene i mer detalj. Totaliteten av disse anbefalingene mener vi bør danne grunnlaget for RMEs videre reguleringsarbeid.

Tabell 9. Menons anbefalinger for innretning av reguleringsmodell for tredjepartsadgang til infrastruktur for distribusjon av naturgass i Norge.

Parameter	Forslag
Reguleringsmodell	<ul style="list-style-type: none">• Inntektsbegrensning med effektivitetskrav.• Mer- og mindreinntekt som hensyntar volumrisiko:<ul style="list-style-type: none">○ Mer- og mindreinntekt beregnes per reguleringsperiode, ikke innad i reguleringsperioden.○ Distributørene kan kun justere for mindreinntekt i påfølgende reguleringsperiode.○ Det legges ingen føringer på når distributøren må kompensere sluttbruker for merinntekt. Det anbefales derimot at «skyldig merinntekt» forrentes med avkastningskravet.
Grunnlag for inntektsbegrensning	<ul style="list-style-type: none">• Tillatt inntekt skal dekke distribusjonskostnader (inkludert avskrivninger) pluss en rimelig avkastning på investert kapital.<ul style="list-style-type: none">○ Distribusjonskostnader beregnes som et gjennomsnitt av historiske bokførte kostnader (siste 4-5 år), justert for forventet inflasjon og et effektiviseringskrav på 1% årlig.• Vi anbefaler å bruke en reguleringsperiode på 4-5 år.
Avkastningskrav	<ul style="list-style-type: none">• Anbefalt intervall for avkastningskrav: 8,94% - 9,43%.<ul style="list-style-type: none">○ Dersom man åpner for å endre estimatene på risikofri rente både i reguleringen av gassdistribusjon og nettselskaper, anbefaler vi at intervallet for gassdistribusjon nedjusteres til [7,32 – 8,7%].• Vi anbefaler at oppdatering av parameterne i avkastningskravet følger praksisen i reguleringen av norske nettselskap.
Kapitalbase	<ul style="list-style-type: none">• Kapitalbasen verdsettes slik som i dag.
Avskrivningstid	<ul style="list-style-type: none">• Økonomisk levetid bør legges til grunn. Gasnors foreslåtte levetid på 50 år er i tråd med gjeldene praksis på kontinent.
Tariffstruktur	<ul style="list-style-type: none">• Tariffen fastsettes av systemoperatøren. Systemoperatøren må derimot etablere en formel som viser tariffstrukturen for alle deres kunder.

	<ul style="list-style-type: none"> • Det bør vurderes å innføre krav til at formelen skal inneholde et fastledd/distanseledd for å reflektere at systemoperatørens kostnader primært er drevet av rørlengde.
Balanseringsansvar	<ul style="list-style-type: none"> • Beholde formuleringen som foreligger i RMEs forslag til tariff om balansering av systemet.

Reguleringsmodell. Vi anbefaler at en regulering av distribusjonsmarkedet for gass skal baseres på en inntektsbegrensning. Inntektsbegrensning er den vanligste reguleringsmodellen for gassdistributører i EØS i dag. Inntektsbegrensning brukes også som reguleringsmodell i både det finske og svenske gassmarkedet, og i det norske strømmarkedet. En inntektsbegrensning gir større frihet for den regulerte aktøren til å selv sette prisene, innenfor de rammene som inntektsbegrensningen legger. Dette betyr at den regulerte aktøren kan tilpasse sin prissetting avhengig av kundenes betalingsvillighet, noe som kan bidra til å sikre effektiv utnyttelse av rørnettet.

Mer- og mindreavkastning (mer- og mindreinntekt): Et viktig reguleringsprinsipp er at den regulerte aktøren ikke skal eksponeres mot for mye risiko knyttet til hendelser som ikke er under deres kontroll, spesielt risiko forbundet med endringer i volum. Vi anbefaler at både mer- og mindreinntekt hensyntas. Med mer- og mindreinntekt mener vi tilfeller der operatørens akkumulerte inntekter i hele reguleringsperioden er høyere eller lavere enn tillatt akkumulert inntekt i tilsvarende reguleringsperiode. Vi anbefaler med andre ord ikke at RME følger opp og justerer for mer- og mindreinntekt innad i reguleringsperioden. Vi anbefaler videre at distributøren kan justere for eventuell mindreinntekt kun i den påfølgende reguleringsperioden. På denne måten forhindres distributøren i å «samle opp» flere perioder med mindreinntekt. Når det gjelder merinntekt anbefaler vi at det ikke settes noen spesifikke krav til over hvor lang periode distributøren må kompensere sluttbruker for tidligere merinntekt. Vi anbefaler derimot å gjøre som i Sverige og Finland der man forrenter merinntekten med en rente. Vi anbefaler at «skyldig merinntekt» forrentes med en rente tilsvarende avkastningskravet.

Kostnadsgrunnlag. Vi anbefaler at den tillatte inntekten fastsettes basert på at den regulerte aktøren skal få dekket sine distribusjonskostnader inkludert avskrivninger, og en rimelig avkastning på investert kapital.

Driftskostnader. Vi anbefaler å basere kostnadsgrunnlaget for distribusjonskostnader på gjennomsnittlige, historiske kostnader. Konkret anbefaler vi at man legger til grunn et gjennomsnitt av de historiske distribusjonskostnadene de siste fire eller fem årene før tidspunkt for fastsettelse av inntektsbegrensning. Vi anbefaler videre at kostnadsgrunnlaget for driftskostnader inflasjonsjusteres med forventet inflasjon i reguleringsperioden. Vi anbefaler også å innføre et effektiviseringskrav der driftskostnadene skal reduseres med 1 prosent per år i reguleringsperioden.

Avskrivningstid og verdien av kapitalbasen. Vi har ingen grunnlag for å si om verdien av kapitalbasen og avskrivningstiden som Gasnor legger til grunn i sitt forslag til tariff er høy eller lav. Dette skyldes særlig at verdsettelsen av kapitalbasen er revidert og godkjent av en revisor. Den økonomiske levertiden på 50 år er imidlertid i tråd med gjeldene praksis på kontinent.

Kapitalkostnader. Kapitalkostnadene beregnes på bakgrunn av verdien av kapitalbasen og et avkastningskrav. Under har vi oppsummert vårt forslag til metode for fastsettelse av avkastningskrav, og tilhørende parametere. Generelt finner vi at risikoprofilen er høyere for norske gassdistributører enn for norske nettselskaper og utenlandske gassdistributører, noe som gir utslag i både høyere egenkapitalbeta og kredittpremie.

- **Egenkapitalkostnad** anbefaler vi at kalkuleres ved hjelp av en standard CAPM-formel. Dette innebærer at egenkapitalkostnaden kalkuleres som en funksjon av nominell risikofrirente og en risikopremie som beregnes som en egenkapitalbeta multiplisert med en markedspremie.
 - *Reell risikofri rente:* Vi anbefaler å opprettholde den nøytrale realrenten som et estimat på risikofri realrente. Samtidig anbefaler vi at estimatet på den nøytrale realrenta nedjusteres i tråd med Norges Banks siste estimater. **Dette er derimot gitt at man nedjusterer estimatet for den nøytrale realrenta også i reguleringen av norske nettselskaper.** De siste estimatene viser at den nøytrale realrenten nå ligger i intervallet -0,5 til 0,5 prosent.
 - *Inflasjon:* Vi anbefaler også å videreføre den foreslåtte metoden for å kompensere for inflasjon.
 - *Risikopremie:* Vi foreslår å benytte en egenkapitalbetaverdi i intervallet 0,925 til 1. Vi foreslår å benytte en markedspremie på fem prosent. Dette er i tråd med PWC-undersøkelsen der mediansvaret blant respondentene har vært en markedspremie på fem prosent de siste åtte årene (PWC, 2021).
- **Gjeldskostnaden** anbefaler vi at kalkuleres som summen av en risikofri rente, en generell kredittpremie og en bransjespesifikk kredittpremie.
 - *Risikofri rente og generell kredittpremie:* Vi anbefaler at RME revurderer bruken av swaprenter som et estimat på summen av risikofri rente og den generelle kredittpremien. Alternativt til swaprenter bør det vurderes å benytte 3M NIBOR. Dette er derimot gitt at man gjør de samme vurderingene i reguleringen av norske nettselskaper.
 - *Bransjespesifikk kredittpremie:* Vi anbefaler at kredittpremien til norske gassdistributører fastsettes i et intervall der den nedre grensen defineres som kredittpremien til norske nettselskaper pluss 20 basispunkter, og den øvre grensen defineres som kredittpremien til norske nettselskaper pluss 70 basispunkter.
- **Kapitalstruktur:** Vi har ikke grunnlag for å anbefale noen annen kapitalstruktur enn gjeldsandelen på 43 prosent som er foreslått av Gasnor selv.

Oppdatering av parametere: Vi anbefaler at oppdatering av de ulike parameterne følger praksisen som foreligger i reguleringen av norske nettselskap. Dette innebærer at inflasjon, risikofri rente og generell kredittpremie til gjeldskostnaden og bransjespesifikk kredittpremie estimeres i forkant av hvert år i forbindelse med at inntektsrammene varsles, og fastsettes endelig når året er omme og de faktiske størrelsene er kjent. Årlig oppdatering av inflasjonsparameteren gjelder også inflasjonsjustering av kostnadsgrunnlaget. De øvrige parameterne anbefaler vi at oppdateres før hver reguleringsperiode.

Reguleringsperiode: Vi anbefaler å bruke en reguleringsperiode på 4-5 år. Perioden er lang nok til å gi insentiver for effektivisering, men kort nok for tilpasninger til strukturelle og teknologiske endringer i næringen.

Godkjenning eller fastsettelse av vilkår og tariff: Vi anbefaler å beholde formuleringen i naturgassforskriften som sier at gassdistributøren skal utarbeide et begrunnet forslag til tariff eller metoder for tariff.

En transparent måte for å beregne tariffene: For å sikre at tariffene er transparente anbefaler vi at den regulerte aktøren må etablere en formel som viser tariffstrukturen for alle deres kunder, og at denne formelen kan kontrolleres av regulatoren. Formelen burde også låses for en viss tidsperiode, slik at tariffene er forutsigbare. Sistnevnte er spesielt viktig med hensyn til tredjepartskonkurranse. Formelen skal settes slik at tariffene kan justeres innad i reguleringsperioden, for eksempel årlig, ved justering av inntektsrammen og endringer i forventet forbruk.

Inkludering av et distanse-relatert ledd hadde gjort reguleringen mer kostnadsreflekterende. Selv om vi synes det gir minst regulatorisk risiko å tillate at den regulerte aktøren selv fastsetter sin tariffstruktur, ser vi også at inkludering av distanse hadde gjort tariffene mer kostnadsreflekterende. En kostnadsreflekterende tariff bidrar til at reguleringen i større grad er «ikke-diskriminerende» og kan, med utgangspunkt i tilbakemeldingen fra dagens markedsaktører, øke konkurransen i detaljistmarkedet. En slik innretning kan imidlertid innebære at man må endre dagens forskrift som, slik vi tolker det, gir distributør full frihet i tariffutformingen.

Balansering av systemet: Vi anbefaler å beholde formuleringen som foreligger i RMEs forslag til tariff om balansering av systemet. Samtidig anbefaler vi å evaluere vilkårene for balanseringsansvaret om noen få år når markedsaktørene har samlet erfaring om hvordan reguleringen fungerer i praksis.

Atskilte regnskap: Ifølge naturgassforskriften skal systemoperatøren i sitt internregnskap føre atskilte regnskap for virksomhetsområdene transmisjon og distribusjon, og virksomhetene for LNG- og lageranlegg. Forskriften pålegger altså ikke de vertikalt integrerte detaljistene å føre atskilt regnskap for detaljistvirksomheten. Ved å pålegge de vertikalt integrerte detaljistene å også føre atskilt regnskap for detaljistvirksomheten, vil man kunne begrense mulighetene for kryssubsidiering. Dette vil igjen kunne føre til at man får et riktigere kostnadsgrunnlag for distribusjonsvirksomheten i fastsettelsen av tariffen. En slik endring kan imidlertid innebære at man må endre dagens forskrift.

Referanseliste

- ACER. (2022). *Gas factsheet*. Hentet fra ACER: <https://www.acer.europa.eu/gas-factsheet>
- AF-Mercados, REF-E and Indra. (2015). *Study on tariff design for distribution systems*. DG Energy.
- Berk, J., & DeMarzo, P. (2017). *Corporate Finance*.
- CEER. (2017). *Electricity Distribution Network Tariffs CEER Guidelines of Good Practice*.
- CEER. (2018). *CEER TSO Cost Efficiency. Gas asset reporting guide*. Hentet fra <https://www.ceer.eu/documents/104400/-/-/5bb53750-6624-e61d-d742-721bcaed651e>
- CEER. (2021). *Report on Regulatory Frameworks for European Energy Networks*.
- Choi, J., & Yi, S. (2000). Vertical Foreclosure with the Choice of Input Specifications. *The RAND Journal of Economics*, 31(4), 717-743.
- Energiavirasto. (2022). *PowerPoint-presentation: Regulation of Finnish gas distribution operation*.
- Energimarknadsinspektionen. (2014). *Energimarknadsinspektionens föreskrifter om intäktsramar för naturgasföretag*.
- European Commission, Directorate-General for Energy. (2020). *Rademaekers, K., Smith, M., Gorenstein Dedecca, J., et al.. Final Report Network Costs - Energy costs, taxes and the impact of government interventions on investments*.
- Hansen, B. (2022). *Bidrar norsk teleregulering til høye priser på mobiltjenester?* Samfunnsøkonomen.
- Hart, O., Tirole, J., Carlton, D., & Williamson, O. (1990). Vertical Integration and Market Foreclosure. *Brookings Papers on Economic Activity. Microeconomics 1990.*, 205-286. doi:doi:10.2307/2534783
- Keyaerts, N., Meeus, L., & D'haeseleer, W. (2008). *Natural Gas Balancing: Appropriate Framework and Terminology*. Hentet fra https://www.mech.kuleuven.be/en/tme/research/energy_environment/Pdf/WPEN2008-03
- Menon Economics; THEMA Consulting Group. (2019). *Risikofri rente - rentepinsipper ved alternative grunnrenteskattmodeller*.
- Meyer, S., Ulvedal, P., & Wasberg, E. (2022). *Den nøytrale realrenten*.
- Nasjonal kommunikasjonsmyndighet. (2020). *Prinsipper for marginskvest i marked 15 Vedlegg 2*.
- NVE. (2022, juli 1). *Ny nettleie (fra 1. juli 2022)*. Hentet november 23, 2022 fra [nve.no: https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-nettleie-fra-1-juli-2022/](https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/kunde/nett/ny-nettleie-fra-1-juli-2022/)
- NVE. (2022, oktober 3). *Økonomisk regulering av nettselskap*. Hentet november 23, 2022 fra [nve.no: https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/#:~:text=Vi%20beregner%20%C3%A5rlig%20en%20tillatt,og%20kostnader%20til%20overliggende%20nett](https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/#:~:text=Vi%20beregner%20%C3%A5rlig%20en%20tillatt,og%20kostnader%20til%20overliggende%20nett)

- Olje- og energidepartementet. (1991). *Lov om produksjon, omforming, overføring, omsetning, fordeling og bruk av energi m.m. LOV-1990-06-29-50.*
- Olje- og energidepartementet. (1999). *Forskrift om økonomisk og teknisk rapportering, inntektsramme for nettvirksomheten og tariffen.*
- Olje- og energidepartementet. (2018). *Høringsnotat om endringer i naturgassforskriften.*
- Parker, N. (2004). *Using Natural Gas Transmission Pipeline Costs to Estimate Hydrogen Pipeline Costs.* Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, Research Report UCD-ITS-RR-04-35.
- Pietsch, A., & Salakhova, D. (2022). *Pricing of green bonds: drivers and dynamics of the greenium.* ECB Working Paper No. 2022/2728.
- PWC. (2021). *Risikopremien i det norske markedet.*
- RME. (2022). *Økonomisk regulering av nettselskap: Referanserenten.* Hentet fra Reguleringsmyndigheten for energi: <https://www.nve.no/reguleringsmyndigheten/regulering/nettvirksomhet/oekonomisk-regulering-av-nettselskap/om-den-okonomiske-reguleringen/referanserenten/>
- Scheel-utvalget. (2014). *NOU 2014:13 - Kapitalbeskatning i en internasjonal økonomi.*
- Schoots, K., Rivera-Tinoco, R., Verbong, G., & Van der Zwaan, B. (2011). Historical variation in the capital costs of natural gas, carbon dioxide and hydrogen pipelines and implications for future infrastructure. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 5(6), 1614-1623.
- Skarbøvig, E. (2022, August). *Hva er arbeidskapital, og hvorfor er det viktig?* Hentet fra Pareto Bank: <https://blogg.paretobank.no/hva-er-arbeidskapital-og-hvorfor-er-det-viktig>
- The European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER). (2022). *Gas factsheet.* Hentet november 18, 2022 fra <https://www.acer.europa.eu/>: <https://www.acer.europa.eu/gas-factsheet>
- THEMA. (2020). *Fastsettelse av Statnetts kostnadsnorm.* Hentet fra <https://thema.no/wp-content/uploads/THEMA-rapport-2020-14-Fastsettelse-av-Statnetts-kostnadsnorm.pdf>

Vedlegg 1 – Tabeller og figurer

Reguleringsmodeller ved tilgangsregulering av gassmarkedet i EØS

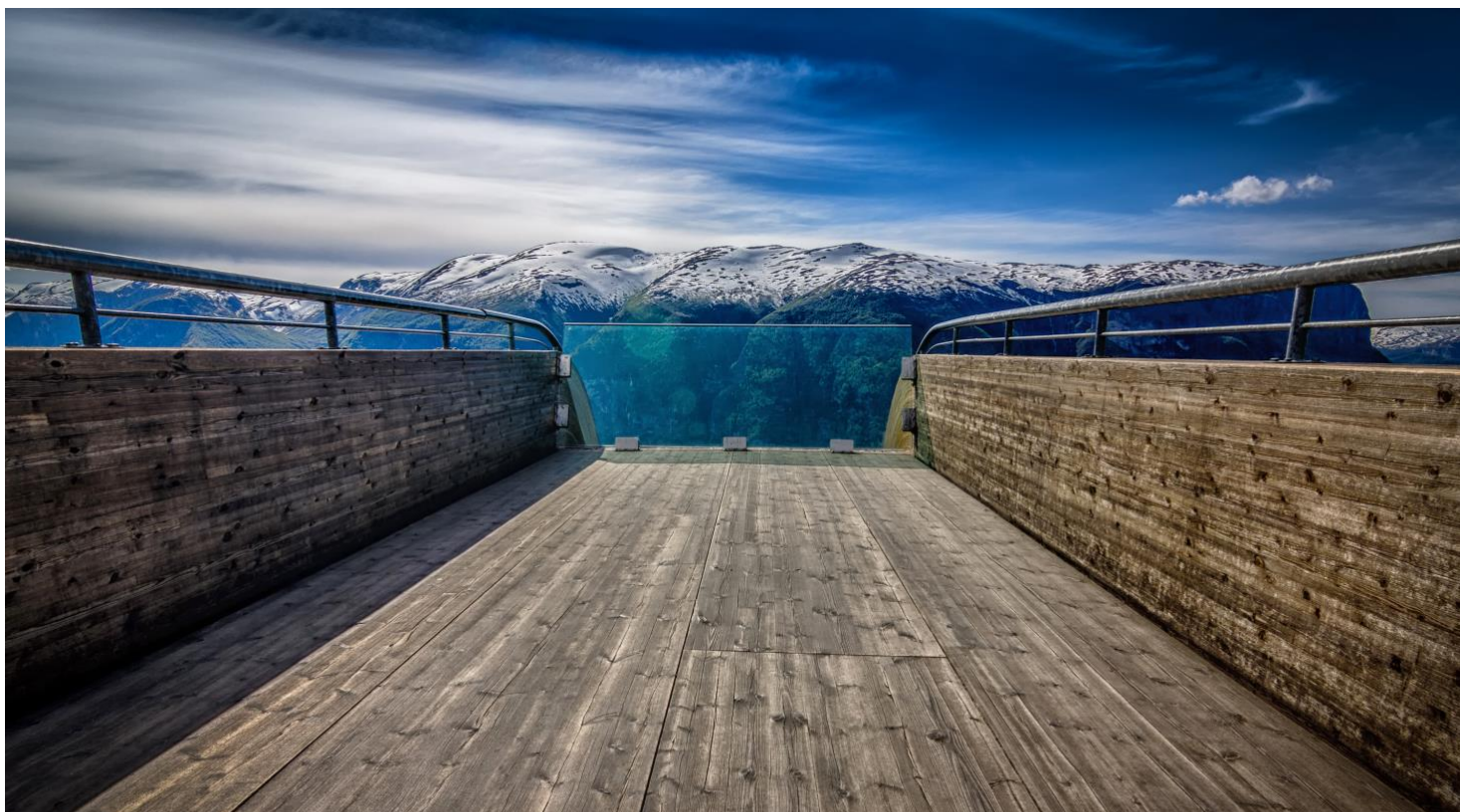
Tabell 10: Oversikt over reguleringsmodeller og bruk av insentivelement i EØS. Kilde: (CEER, 2021)

Land	Inntektsbegrensning	Pristak	Kost-pluss	Insentivelement
Belgia (Brussel-området)	✓			✓
Belgia (Flanderen-området)	✓			✓
Danmark	✓			
Estland	✓			
Finland	✓			✓
Frankrike	✓			✓
Hellas	✓		✓	
Irland	✓			✓
Island	✓			✓
Italia		✓	✓	
Kroatia	✓			✓
Latvia	✓			
Litauen	✓			
Luxembourg	✓			✓
Nederland		✓		✓
Nord-Irland	✓	✓		✓
Norge				
Polen	✓			✓
Portugal		✓		
Romania	✓			✓
Slovakia		✓		
Slovenia	✓			✓
Spania				✓
Storbritannia	✓			✓
Sverige	✓			
Tsjekkia	✓			✓
Tyskland	✓			✓
Ungarn				✓
Østerrike	✓			✓

Vedlegg 2

Land som inngår i kartleggingen av avkastningskrav

- Belgia (Brussel-området)
 - Belgia (Flanderen-området)
 - Danmark
 - Estland
 - Finland
 - Frankrike
 - Hellas
 - Irland
 - Island
 - Italia
 - Kroatia
 - Latvia
 - Litauen
 - Luxembourg
 - Nederland
 - Nord-Irland
 - Polen
 - Portugal
 - Romania
 - Slovakia
 - Slovenia
 - Spania
 - Storbritannia
 - Sverige
 - Tsjekkia
 - Tyskland
 - Ungarn
 - Østerrike
-



Menon Economics analyserer økonomiske problemstillinger og gir råd til bedrifter, organisasjoner og myndigheter. Vi er et medarbeidereiet konsultentselskap som opererer i grenseflatene mellom økonomi, politikk og marked. Menon kombinerer samfunns- og bedriftsøkonomisk kompetanse innenfor fagfelt som samfunnsøkonomisk lønnsomhet, verdsetting, nærings- og konkurranseøkonomi, strategi, finans og organisasjonsdesign. Vi benytter forskningsbaserte metoder i våre analyser og jobber tett med ledende akademiske miljøer innenfor de fleste fagfelt. Alle offentlige rapporter fra Menon er tilgjengelige på vår hjemmeside www.menon.no.

+47 909 90 102 | post@menon.no | Sørkedalsveien 10 B, 0369 Oslo | menon.no